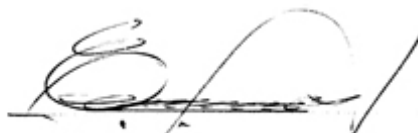




ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A CORTO Y MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO

Br. Marcos J. Navas R.

Trabajo de grado titulado **ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A CORTO Y MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO**, presentado por Br. Marcos J. Navas R, en cumplimiento parcial de los requisitos para optar al título de Ingeniero Electricista, fue aprobado por el siguiente jurado.


Prof. Ernesto Mora
C.I. 3499666


Prof. Marisol Dávila
C.I. 10107821


Prof. Marfa A. Salazar
C.I. 11161469



**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DEL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A
CORTO Y MEDIANO PLAZO DE LA
CIUDAD DE RUBIO.**

Br. Marcos J. Navas R.

Mérida, Junio 2007

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
MERIDA - VENEZUELA**

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A
CORTO Y MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO**

**Trabajo presentado como requisito parcial
para optar al título de Ingeniero Electricista**

**Br. Marcos J. Navas R.
Tutor Académico: Prof. Ernesto Mora
Tutor Industrial: Ing. Alvaro Mallama**

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A CORTO Y MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO.

Br. Marcos J. Navas R.

Trabajo de grado titulado **ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION A CORTO Y MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO**, presentado por Br. Marcos J. Navas R, en cumplimiento parcial de los requisitos para optar al título de Ingeniero Electricista, fue aprobado por el siguiente jurado.

Prof. Ernesto Mora

C.I.

Prof. Marisol Dávila

C.I.

Prof. Maria A. Salazar

C.I.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad de Los Andes, especialmente a la Escuela de Ingeniería Eléctrica y sus profesores, por formar nuevos profesionales que contribuirán en el desarrollo del país.

A la empresa CADAFE San Cristóbal muy especialmente a la gerencia de planificación presidida por el Ing. Álvaro Mallama, el cual me brindo la oportunidad de culminar una de las etapas del proceso de mi formación profesional y cultivar invalorable conocimientos.

A mi familia y amigos que contribuyeron de una u otra forma a mantener la esperanza en los momentos mas difíciles; tanto de mi vida como la de carrera profesional. Especialmente a mis padres quienes me han acompañado y aconsejado en el transcurrir de mi vida, por su ejemplo y confianza gracias.

RESUMEN

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A CORTO Y MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO

Br. Marcos J. Navas R.

Todo sistema de distribución primario se ve sometido a cambios tanto físicos como eléctricos, éstos se deben al crecimiento de la población y al aumento del consumo de energía, lo que trae como consecuencia que la empresa de suministro eléctrico (CADAPE) deba mantener un control periódico sobre el sistema de distribución actual y realizar estudios sobre el comportamiento del mismo.

El estudio y actualización de las redes pertenecientes a las subestaciones Rubio y San DÍEGO nace de la necesidad de crear condiciones operativas que permitan mejorar el sistema presente. Para lograrlo se aplican parámetros eléctricos asociados y se comparan con los criterios de confiabilidad establecidos por la empresa.

La planificación a corto y mediano plazo proporciona el plan de inversiones en obras de infraestructura eléctrica garantizando calidad, continuidad y flexibilidad del servicio eléctrico para el área de estudio.

El alcance de este estudio comprende la ubicación de la nueva subestación de 115/13.8kV a corto y mediano plazo, el diseño de nuevas rutas en los alimentadores a 13,8kV y, por último el análisis del sistema de distribución presente.

Palabras Claves: Alimentadores, Seccionadores, Corta corriente, Flujo de carga, Caída de tensión, Sobrecarga, Pérdidas.

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO.....	ii
APROBACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
RESUMEN.....	v

CAPÍTULO I DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

1.1.- Descripción del área de estudio.....	1
1.2.- Actividades económicas.....	1
1.3.- Antecedentes.....	1
1.4.- Justificación.....	2
1.5.- Objetivos.....	2

CAPÍTULO II MARCO TEORICO.

2.1.- Introducción a la planificación de un sistema de distribución.....	3
2.2.- Objetivos de la planificación.....	3
2.3.- Proceso general de la planificación.....	4
2.4.- Predicción de demanda.....	4
2.5.- Análisis del sistema presente.....	5
2.6.- Planificación a mediano o largo plazo.....	5
2.7.- Planificación a corto plazo.....	5
2.8.- Plan de inversiones a corto plazo.....	6
2.9.- Priorización de obras.....	6
2.10.- Implementación.....	6
2.11.- Confiabilidad del sistema.....	6
2.12.- Comportamiento adecuado.....	7
2.13.- Tiempo.....	7
2.14.- Medio ambiente.....	7
2.15.- Mantenimiento.....	7
2.16.- Parámetros de confiabilidad definidos por CADAPE.....	8

CAPÍTULO III ANÁLISIS DEL SISTEMA PRESENTE Y PREDICCIÓN DE DEMANDA A CORTO Y MEDIANO PLAZO.

3.1.- Sistema presente.....	12
3.1.1.- Introducción.....	12
3.1.2.- Objetivos.....	12
3.1.3.- Descripción de la red de distribución del área de estudio.....	12
3.1.3.1.- Subestación Rubio.....	12
3.1.3.2.- Subestación San Diego.....	13
3.1.4.- Análisis de confiabilidad del sistema presente.....	16
3.1.5.- Análisis de calidad de servicio.....	16
3.1.6.- Análisis de flexibilidad.....	16
3.1.5.- Puntos de transferencia y porcentajes de carga transferibles.....	16
3.2.- Predicción a corto y mediano plazo.....	18
3.2.1.- Predicción de demanda en distribución.....	19
3.2.2.- Procedimiento de predicción.....	19

CAPÍTULO IV ANÁLISIS DEL SISTEMA A MEDIANO PLAZO.

4.1.- Introducción.....	21
4.2.- Criterios utilizados en el plan mediano plazo.....	21
4.3.- Diseño de nuevas subestaciones.....	26
4.4.- Planificación a mediano plazo de la ciudad de Rubio.....	28
4.5.- Estudio a mediano plazo de la ciudad de Rubio.....	28
4.5.1.- Solución 1. Ampliación de la S/E Rubio.....	29
4.5.2.- Solución 2. Ampliación de la S/E San DÍEGO.....	30
4.5.3.- Solución 3. Construcción de la nueva S/E Rubio II.....	30
4.6.- Análisis económico de la construcción de la nueva subestación.....	32

CAPÍTULO V ANÁLISIS DEL SISTEMA A CORTO PLAZO.

5.1.- Introducción.....	34
5.2.- Criterios utilizados para la planificación a corto plazo.....	34

5.3.- Acciones a tomar para solución de problemas en la red de distribución.....	35
5.4.- Prueba del sistema presente de distribución con la demanda a corto plazo..	35
5.5.- Análisis de los resultados obtenidos de la simulación en el SID.....	36
5.6.- Descripción de soluciones.....	38
5.8.- Modificaciones sobre el sistema presente.....	39
CONCLUSIONES.....	40
RECOMENDACIONES.....	41
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42
ANEXOS.....	43

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

TABLAS

2. 1.	Factor de utilización de los conductores.....	8
3. 2.	Análisis del sistema presente.....	15
3. 3.	Seccionadores entre alimentadores.....	17
3. 4.	Resultados de predicción por alimentadores.....	20
3. 5.	Resultados de predicción por subestaciones.....	20
4.1.	Capacidad firme de las subestaciones.....	22
4. 2.	Sistema actual de distribución Rubio.....	29
5. 1.	Análisis a corto plazo.....	37

FIGURAS

2. 1.	Esquema general de planificación.....	4
3.1.	Diagrama unifilar S/E Rubio.....	13
3.2.	Diagrama unifilar S/E San DÍEGO.....	14

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área bajo estudio esta formada por la localidad de Rubio y poblaciones cercanas pertenecientes al municipio Junín del Edo. Táchira, formando parte del ámbito territorial de la región de los Andes.

Capital del municipio *Junín*, fundada en 1794 por Don Gervasio Rubio Vargas, ubicada en la región Sur-Occidental del Estado Táchira, a una altura de 825 m.s.n.m., con una superficie de 208 Km² y una temperatura de 14° a 24°C. Según cifras preliminares del censo 2004 su población es de 68.715 habitantes.

1.2.- ACTIVIDADES ECONÓMICAS

Las actividades económicas en Rubio tradicionalmente se han basado en el sector agropecuario. El cultivo del café en la zona de Rubio y Bramón han favorecido el establecimiento de industrias procesadoras del mismo. El cultivo de hortalizas (tomate, cebolla, ajo), tubérculos (papa, yuca, apio, ocumo), frutas (mora, durazno y fresa), granos (caraotas, arvejas y otros) se han extendido ampliamente en zonas cuyas características climáticas y edáficas se han prestado para el desarrollo de las mismas. Rubio cumple con funciones administrativas como capital del municipio Junín; la actividad comercial y de servicios han tomado un gran auge en los últimos años, lo que lo ha convertido en un núcleo económico de importancia subregional, aunada a la existencia de Universidades, Institutos Politécnicos y Tecnológicos. El intercambio comercial en la zona de San Antonio del Táchira, ha fortalecido notablemente la economía local, expresada en un crecimiento de la ciudad.

1.3.- ANTECEDENTES

La creciente demanda de energía eléctrica trae problemas de niveles de tensión y en consecuencia disparos en las protecciones de los circuitos que energizan la población.

La escasa capacidad de los transformadores pertenecientes a las subestaciones Rubio y San Diego se ve altamente amenazada según los índices de crecimiento que presenta la ciudad.

Es importante destacar que en Rubio se han planificado grandes desarrollos urbanísticos destinados para los próximos años.

1.4.- JUSTIFICACIÓN

El sistema de distribución de la ciudad de Rubio presenta inconvenientes en cuanto a confiabilidad y calidad del servicio, es por ello que CADAPE (Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico) se ha visto en la necesidad de hacer un estudio de planificación del sistema de distribución de energía eléctrica.

El sistema de distribución presenta problemas de caída de tensión, sobrecargas y elevadas pérdidas debido a la creciente demanda y topología de los circuitos. Es necesario, el estudio del sistema actual para implementar la inversiones a corto plazo y realizar el estudio de demanda y análisis del sistema futuro para determinar las inversiones a mediano plazo.

1.5.- OBJETIVOS

GENERALES

- El diseño de nuevos sistemas de distribución primaria basado en criterios técnicos y económicos, los cuales han sido derivados de las características generales del mercado eléctrico servido por CADAPE, de los costos y las características generales físicas de los materiales y equipos empleados en la construcción de redes de distribución y en los costos vigentes de la energía eléctrica.

ESPECIFICOS

- La planificación y programación de la remodelación de sistemas de distribución existentes con el fin de mejorar su funcionamiento y su costo de explotación.
- Formulación de un plan de inversiones a corto (5 años) y mediano plazo (10 años) cónsono con la realidad económica del país.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1.- PLANIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La planificación de sistemas de distribución primaria contempla el estudio de las necesidades en el suministro de energía, con la finalidad de desarrollar un plan para mejorar las condiciones de operación de los circuitos y así brindar un servicio de calidad a menor costo posible.

La planificación de sistemas de distribución proporciona un análisis exhaustivo al evaluar métodos alternativos para los requerimientos de los consumidores. Además selecciona la más prometedora de muchas alternativas evaluadas para proveer un sistema confiable y seguro a un costo razonable. La obtención de uno o varios planes a largo plazo es necesaria para el manejo de los recursos financieros y el costo de cada plan será utilizado para el manejo del presupuesto anual de las inversiones. La tarea de la planificación requiere un completo análisis del sistema de distribución existente, el planificador debe revisar el sistema actual y sus componentes, y determinar la capacidad de cada uno para suplir los requerimientos futuros del sistema.

Una vez que el futuro plan es desarrollado, el plan a corto plazo puede determinarse incorporando mucho de los aspectos del plan a mediano plazo, pero en un corto periodo de tiempo. El corto plazo provee lo básico para determinar los requerimientos en el presupuesto para el sistema de distribución y permite evaluar las etapas para las mejoras necesarias en el sistema.

2.2.- OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN:

- Contar con un plan de expansión a nivel de distribución en todas las zonas, debidamente fundamentado que permita una interrelación con el área de transmisión.
- Controlar la ejecución de las obras requeridas para garantizar el servicio.
- Entrenar al personal existente y crear la infraestructura necesaria para realizar

estudios de planificación a nivel zonal.

- Mejorar la calidad y continuidad del servicio a través de un mejor diseño del sistema de distribución a un costo óptimo.
- Disminuir las pérdidas técnicas del sistema.

2.3.- PROCESO GENERAL DE LA PLANIFICACIÓN

El aumento de la demanda eléctrica, como consecuencia del crecimiento de la ciudad y del aumento del nivel de vida de la población, hace necesario un proceso de planificación con el fin de asegurar un servicio con calidad y confiabilidad necesarias. Este proceso se muestra en la figura 2.1 a continuación:

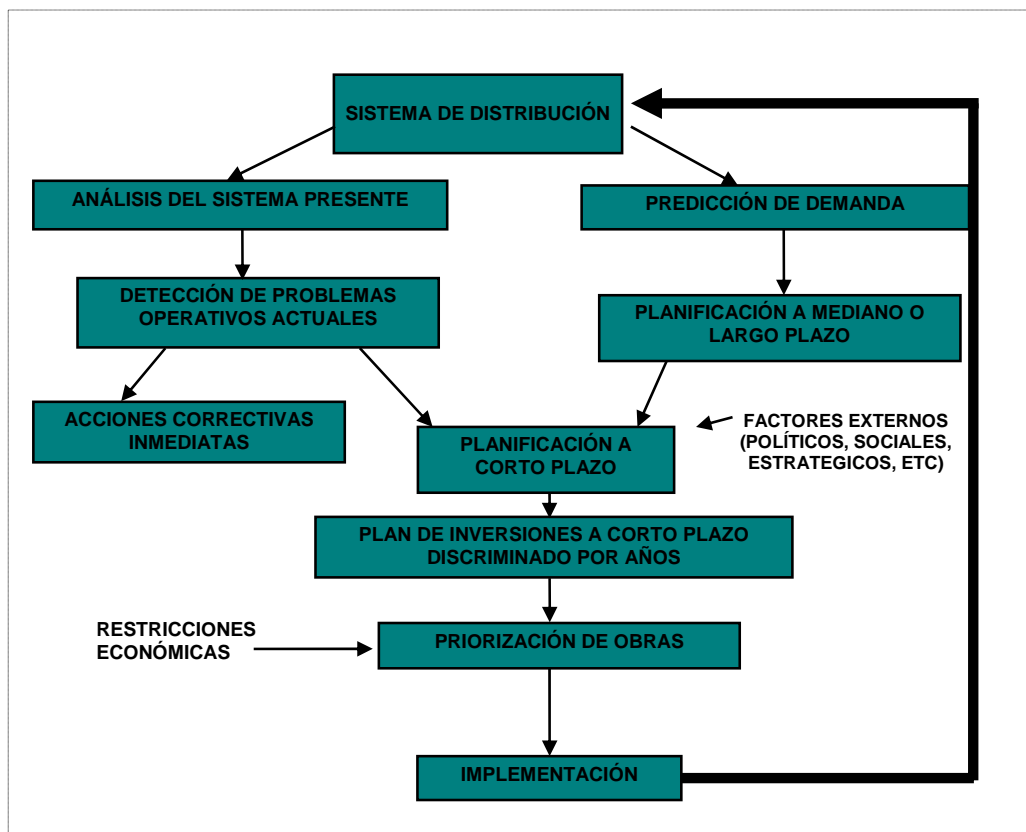


Fig. 2.1 Esquema general de la planificación

A continuación se efectuará una descripción de cada una de las etapas que componen este proceso.

2.4.- PREDICCIÓN DE DEMANDA

Consiste en la determinación de la magnitud de la demanda en el futuro, generalmente con predicciones que varían entre 5 (corto plazo) y 10 años (mediano plazo) según el método utilizado. Estas predicciones se efectúan utilizando como herramienta un modelo estadístico denominado EVIEWS.

El proceso de planificación no es más que una serie de estudios realizados periódicamente que indican las obras necesarias para satisfacer la demanda prevista de servicio eléctrico.

2.5.- ANÁLISIS DEL SISTEMA PRESENTE

Consiste en la evaluación del estado actual de operación del sistema de distribución bajo ciertos criterios o parámetros de continuidad, calidad y flexibilidad. Este análisis se efectúa con dos objetivos primordiales: en primer lugar, aplicar en forma inmediata aquellos correctivos que requieran pocas inversiones y corto tiempo para su ejecución. Esto se muestra en el proceso general de planificación figura nro. 2.1 como acciones correctivas inmediatas. En segundo lugar, a fin de tomar en consideración las diferencias actuales del sistema al momento de diseñar el sistema a corto plazo.

2.6.- PLANIFICACION A MEDIANO O LARGO PLAZO

Una vez concluida la predicción de demanda se realiza el diseño del sistema para el último año disponible de predicción, el cual será de 10 años (mediano plazo). Este plan a mediano o largo plazo se realiza con el fin de tener una visión más amplia de la expansión del sistema y sus requerimientos futuros, de forma tal que sirva para orientar las inversiones a corto plazo hacia ese objetivo.

2.7.- PLANIFICACION A CORTO PLAZO

Consiste en el diseño de un sistema eléctrico económico para un periodo de hasta t+5 años, el cual se implementara mediante un plan de inversiones interanuales. Para hacer el diseño de este sistema deberá disponerse de los resultados de la predicción de la demanda, del análisis de sistema presente y de la planificación a mediano plazo. Además, deberán tomarse en consideración factores externos de orden político, social, económico, etc.

2.8.- PLAN DE INVERSIONES A CORTO PLAZO

Consiste en un listado de obras producto del diseño del plan a corto plazo. Este plan contempla los siguientes tipos de obras:

- Remodelación de redes actuales por deterioro físico u obsolescencia.
- Creación de nuevas instalaciones o aumento de capacidad de las existentes a fin de suplir requerimientos de la demanda a corto plazo.
- Electrificación de nuevos barrios o centros poblados.
- Modificación al sistema, a fin de mejorar la continuidad, calidad o flexibilidad del servicio suministrado.
- Alimentación a suscriptores especiales.

2.9.- PRIORIZACIÓN DE OBRAS

Debido a las restricciones económicas de la empresa, en la mayoría de los casos no podrán ejecutarse en un solo año fiscal, todas las obras previstas en el plan a corto plazo y, en consecuencia, deberán priorizarse de acuerdo a su importancia. Esta labor deberá efectuarse mediante algún método de toma de decisiones que permita que esta priorización sea realizada en forma más objetiva y sistemática posible.

2.10.- IMPLEMENTACIÓN

Consiste en la construcción de las obras previstas en forma priorizada en el plan de inversiones. Esta implementación se efectuara de acuerdo a los recursos disponibles en el presupuesto de cada año.

2.11.- CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Se entiende por confiabilidad de un sistema, la probabilidad que este funcione adecuadamente durante su vida útil, cuando se encuentre sometido a condiciones de operación para las cuales esta diseñado.

Es obvio que para lograr el aumento de confiabilidad de un sistema es necesario hacer inversiones adicionales en equipamiento que cubra determinado rango de posibilidades de falla.

Los parámetros que influyen en la confiabilidad de un sistema son los siguientes:

- Comportamiento adecuado de los elementos que lo constituyen.
- Tiempo de operación de los elementos que lo constituyen.
- Medio ambiente donde operan.
- Mantenimiento.

2.12.- COMPORTAMIENTO ADECUADO

Se refiere aquellos parámetros intrínsecos al sistema tal como son:

- FLEXIBILIDAD, capacidad de aceptar cambios funcionales.
- DISPONIBILIDAD, capacidad de operar en el momento que se requiera.
- SIMPLICIDAD, capacidad de funcionar con el equipamiento mínimo necesario.
- VELOCIDAD, capacidad de reaccionar en forma rápida a los cambios.
- SELECTIVIDAD, capacidad de operar dentro de un rango preestablecido.

2.13.- TIEMPO

Representa el tiempo de operación de los distintos equipos que constituyen el sistema. Para aquellos equipos que operan solo en forma esporádica (como los equipos de protección) es conveniente considerar el número de operaciones en lugar del tiempo de operación.

2.14.- MEDIO AMBIENTE

La confiabilidad del sistema depende del medio ambiente bajo el cual opera debido a la inferencia de éste en el desgaste de los elementos.

2.15.- MANTENIMIENTO

Son acciones preventivas que se ejercen sobre el sistema para que opere con la máxima tasa de disponibilidad durante su vida útil. Los periodos de mantenimiento dependen de las características del sistema, condiciones de operación y edad de los equipos, por lo cual deberá establecerse un programa distinto para cada sistema, de acuerdo a sus características y a las estadísticas de fallas ocurridas durante su operación.

2.16.- PARAMETROS DE CONFIABILIDAD DEFINIDOS POR CADA FE

En CADA FE se han adoptado ciertos criterios a fin de garantizar un mínimo de confiabilidad del sistema de distribución.

a) CALIDAD

Se refiere a las condiciones bajo las cuales opera el sistema de distribución. Tiene que ver principalmente con los niveles de tensión y frecuencia a las que opera la red. Se han definido limitaciones en las variaciones de tensión que puede tener el sistema de distribución en condiciones normales y de emergencia. Para una línea de distribución primaria de 13,8kV, la máxima variación de tensión permitida en condiciones normales es 5%, y en condiciones de emergencia 7%, como puede

observarse claramente en la tabla Nro. 2.1. El otro parámetro que define la calidad del servicio es la frecuencia de operación y no depende del sistema de distribución, por lo que sus límites están determinados a nivel de generación.

b) FLEXIBILIDAD

Para evaluar la flexibilidad que posee el sistema deberán considerarse los siguientes parámetros:

- factor de utilización de los conductores de la red y transformadores de la subestación.
- Numero de puntos de transferencia de los circuitos y porcentaje de carga transferible.
- Puntos de seccionamiento del troncal
- Factibilidad de ampliar subestaciones.

b.1) Factor de utilización de los conductores.

Tabla 2.1 Factor de utilización de los conductores.

NIVEL DE TENSION	CONDICIONES	
	NORMALES	EMERGENCIA
13,8	5%	7%
34,5	10%	13%

Ninguno de los conductores del troncal o de las ramificaciones que poseen puntos de transferencia con otros circuitos, deberán cargarse a más de 2/3 de su capacidad nominal. Este criterio está sustentado por dos razones de importancia:

- Permite absorber un tercio de la carga de otro circuito adyacente.
- Permite alimentar nuevas cargas que se incorporen al sistema.

b.2) Factor de utilización de los transformadores de la subestación

- ***Capacidad firme en subestaciones***

La capacidad firme de la subestación indica la carga máxima que debe manejarse en una subestación, para poder servir la totalidad de la misma, en el caso de que se produzca la pérdida de uno de sus transformadores.

Se calcula según la ec:

$$Cf = 1.3 \times (N_T - 1) \times P \quad (2.1)$$

Donde:

P Capacidad nominal de cada transformador

N_T Número de unidades de transformación en la subestación.

La capacidad firme se basa en la norma ANSI C57.92-1962, según la cual los transformadores de potencia pueden someterse, bajo condiciones de emergencia, a una sobrecarga del 30% de su capacidad, por un período máximo de 8 horas, cuando se den las condiciones previas de temperatura ambiente en 35° c y carga del 70% de su capacidad nominal; con lo cual sólo se tendrá una pérdida de la vida útil del transformador del 1%.

Es muy importante verificar las condiciones previas de carga y temperatura del transformador, antes de iniciar su sobrecarga y mantener un monitoreo constante, sobre todo de la temperatura, a fin de garantizar que no se sobrepasen sus valores máximos admisibles.

b.3) Número de puntos de transferencia de los circuitos y porcentaje de carga transferible.

La probabilidad de alimentación alterna de las cargas de un circuito es función del número y condiciones operativas de los circuitos que puedan auxiliario en el caso de que este falle.

La red es más flexible en la medida en que se pueda transferir el mayor porcentaje de carga sin exceder los límites de capacidad (corriente) y calidad (voltaje) para cualquier tipo de falla. En la generalidad de los casos, este porcentaje de carga

que se puede transferir dependiendo del número de puntos de transferencia entre un circuito determinado y el resto de los circuitos del sistema.

Entre los criterios que deben tomarse en cuenta para efectuar transferencia de carga en caso de emergencia son:

- **voltaje:** no deberá sobrepasarse del 7% la caída de tensión en 13,8KV
- **capacidad:** la carga máxima de los conductores no deberá sobrepasarse del 100% de su capacidad.

Para establecer el número de puntos de transferencia mínimo de cada circuito debe considerarse una falla ubicada a la salida del alimentador y otra falla ubicada en el punto medio del troncal. Si el porcentaje de carga transferible en ambos casos es del 100% y no se sobrepasan los límites de voltaje y capacidad, se puede asegurar que existe un número suficiente de los puntos de transferencia.

b.4) Puntos de seccionamiento de la red

Con el fin de lograr una mayor rapidez en la localización de las fallas y reducir el número de suscriptores sin servicio como consecuencia de las interrupciones, se utilizan los siguientes criterios para determinar si el número de seccionadores instalados en la red es el adecuado:

- Debe existir un punto de seccionamiento cada 500kVA de capacidad instalada en los troncales.
- Debe existir puntos de seccionamiento en todas las derivaciones importantes de un circuito.
- Debe existir un punto de seccionamiento cada 5km en aquellos tramos con baja densidad de carga.

b.5) Facilidad de ampliar las subestaciones

Deberá verificarse la existencia de espacio físico en la subestación y la capacidad de la línea de alimentación para asegurar la factibilidad de ampliar las subestaciones existentes.

c) CONTINUIDAD

Para evaluar la continuidad de un sistema deberá tomarse en cuenta el número de interrupciones, la frecuencia de las mismas y el tiempo promedio que dura la interrupción (duración promedio).

Entre las posibles causas de interrupciones muy frecuentes y/o altas duraciones promedio se encuentran:

c.1) causas de interrupciones**- mantenimiento inadecuado cuyas causas pueden ser:**

1. infiltración de agua
2. defecto de fabricación
3. deterioro por obsolescencia
4. corrosión
5. conexión floja
6. comunicación deficiente.

- condiciones atmosféricas

1. descargas atmosféricas
2. lluvia
3. viento.

- interrupción programada

1. accidentes
2. sobrecarga
3. otros

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DEL SISTEMA PRESENTE Y PREDICCIÓN DE DEMANDA

3.1.- SISTEMA PRESENTE

3.1.1.- INTRODUCCIÓN

El objeto de este capítulo consiste en hacer una descripción del sistema presente de distribución de la zona Rubio- Edo. Táchira. Y analizar el nivel de confiabilidad del mismo. Este análisis tiene como propósito determinar las fallas de calidad, flexibilidad y continuidad que presenta el sistema y, a partir de estos resultados, recomendar soluciones de acción inmediata que sirvan para mejorarlo.

Para cumplir con el análisis del sistema de distribución, se hará uso de un conjunto de programas de computación con el fin de proponer soluciones de acción inmediata a los problemas que pueda tener dicho sistema y para que este dentro de un rango de confiabilidad aceptable.

3.1.2.- OBJETIVOS

- Estudiar las condiciones físicas, eléctricas y operativas, bajo las cuales se encuentra funcionando el sistema de distribución de energía.
- Solucionar problemas de caída de tensión en alimentadores
- Solucionar problemas de sobrecarga en alimentadores
- Aumentar flexibilidad del sistema (análisis en emergencia)
- Detectar problemas graves en el sistema para tomarlos en cuenta a corto plazo.

3.1.3.- DESCRIPCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO.

La zona bajo estudio Rubio se encuentra servida actualmente por dos subestaciones que reciben los nombres de Rubio y San Diego con una capacidad

instalada de 16MVA y 10MVA respectivamente, la primera alimentada en 34.5kV provenientes de la subestación La Concordia y la segunda en 34.5kV desde la subestación San Antonio. Las salidas de las subestaciones poseen un nivel de tensión de 13.8kV, con el secundario de sus transformadores en estrella y el neutro solidamente aterrado en la subestación. Además existe un enlace entre ambas subestaciones NA (Normalmente Abierto) en caso de contingencia. Las redes de distribución son circuitos aéreos, trifásicos de tres hilos, con el primario de los transformadores en delta. El esquema de alimentación de este sistema es anillo abierto ya que los circuitos en conjunto con los otros circuitos de la misma subestación, forman anillos abiertos. Por otra parte existe interconexión entre circuitos de diferentes subestaciones.

El sistema reúne un total de doce (12) alimentadores, ocho (8) pertenecientes a la subestación Rubio y cuatro (4) a la subestación San Diego.

Los circuitos en 34.5kV no se tomaron en consideración para este análisis, ya que contribuyen, básicamente, líneas de subtransmisión. La capacidad instalada del conjunto es de 26MVA.

3.1.3.1.- SUBESTACIÓN RUBIO

Se encuentra ubicada al sur-este de Rubio en la vía Santa Ana a 500 metros del cuartel Ricaute.

Cuenta con una unidad de transformación de 16MVA marca CAIVET de 34.5/13.8kV. Posee un total de ocho salidas en 13.8kV.

El área de influencia de los alimentadores constituye los sectores siguientes: Hospital, La Victoria, Rubio parte este, Ruiz Pineda, Liofilizadora, Delicias, Km. 13 y la vía Santa Ana.

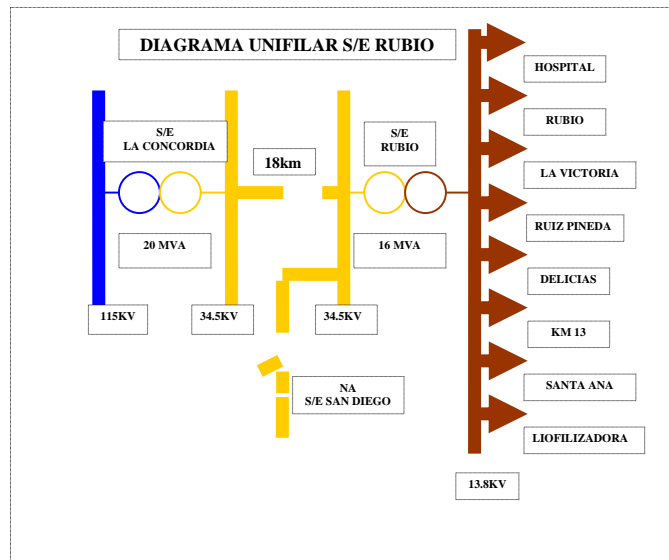


Fig. 3.1 Diagrama unifilar S/E Rubio.

3.1.3.2.- SUBESTACIÓN SAN DIEGO

Se encuentra ubicado en San Diego en la vía San Antonio. Posee sistema de alimentación en 34.5kV proveniente de la subestación San Antonio, como se mencionó anteriormente, y un transformador de 10MVA marca CAIVET, un total de cuatro alimentadores que energizan los sectores: Santa Bárbara, San Diego, Zona Industrial, sector La Quiracha y el sector Las Dantas.

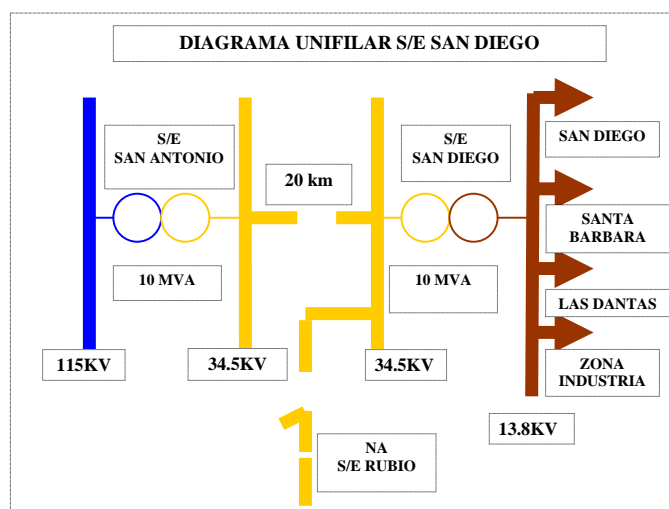


Fig. 3.2 Diagrama unifilar S/E San Diego.

3.1.4.- ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PRESENTE DE DISTRIBUCIÓN

Para el análisis de calidad, continuidad y flexibilidad del sistema de distribución de Rubio se hace uso de la corriente pico anual de cada alimentador, a la cual se le resta la correspondiente al total de cargas puntuales, si existen, y la diferencia se distribuye en todo el alimentador proporcionalmente a la carga conectada en cada uno de los nodos que la conforman. La tensión en la barra se fija en 105% del voltaje del sistema y el factor de potencia del alimentador a un valor tal que, el factor correspondiente a las cargas localizadas sea lo mas cercano posible a 0.8 en el caso de circuito industriales y a 0.9 en residencias y mixtos.

Las condiciones de operación de los alimentadores de las subestaciones Rubio y San Diego se encuentran resumidos en la tabla 4.2, Donde se puede observar los circuitos que presentan problemas de sobrecarga y altas caídas de tensión.

Cto.	Nombre	Amp.	FU	FP	C.C. (kVA)	%V	% Carga	Perdidas (KW)	Demanda (KVA)
1	SAN DIEGO	117.98	0.77	0.9	3622.50	8.05	42.21	119.38	2966.52
2	LAS DANTAS	51.26	0.50	0.9	2512.50	3.81	13.49	20.25	1286.77
3	SANTA BARBARA	95.74	1.34	0.9	1747.50	4.13	31.73	45.16	2403.55
4	ZONA INDUSTRIAL	21.86	0.32	0.9	1725.00	0.56	5.75	1.72	548.70
5	RUIZ PINEDA	88.48	0.71	0.9	2997.50	10.52	41.67	77.23	2224.34
6	VICTORIA	92.47	1.09	0.9	2145.0	6.28	24.38	77.34	2355.18
7	KM 13	33.72	0.39	0.9	2165	1.44	8.87	5.44	846.29
8	SANTA ANA	42.79	0.60	0.9	1735	3.93	15.34	20.40	1074.21
9	DELICIAS	98.9	0.41	0.9	5384	11.63	43.01	222.84	2483.06
10	LIOFIZADOR A	66	0.68	0.85	2357.5	9.59	23.60	49.09	1658.10
11	RUBIO	54.39	0.55	0.9	2710.0	2.13	14.32	15.64	1365.76
12	HOSPITAL	21.76	0.54	0.9	1000	0.50	5.72	1.68	546.19

3.1.5.- ANALISIS DE CALIDAD DE SERVICIO

Luego de haber simulado el sistema presente a través del SID [CD de planos anexo], los resultados indican que las mayores caídas de tensión la presentan los circuitos San Diego, Ruiz Pineda, La Victoria, Delicias y Liofilizadora las cuales sobrepasan los límites establecidos en los criterios de confiabilidad del sistema.

3.1.6.- ANALISIS DE FLEXIBILIDAD

SUBESTACIÓN RUBIO

La subestación Rubio no tiene capacidad firme porque posee un sólo transformador; sin embargo, esta localizada cerca de la subestación San Diego, de la cual puede tomar su carga en casos de emergencia.

Para disminuir la caída es posible realizar maniobras entre alimentadores cercanos y que posean puntos de seccionamiento para transferir cargas entre ellos, en caso de no solucionar el problema se considera entonces la posibilidad instalar bancos de condensadores ó reguladores.

SUBESTACIÓN SAN DIEGO

La subestación San Diego no tiene capacidad firme porque posee un sólo transformador; sin embargo, esta localizada cerca de la subestación Rubio, de la cual puede tomar carga en casos de emergencia.

3.1.7.- PUNTOS DE TRANSFERENCIA Y PORCENTAJE DE CARGA TRANSFERIBLE

A continuación se muestra claramente en la tabla Nro. 4.3 los posibles puntos de seccionamiento entre alimentadores que presentan problemas para así, con ellos estudiar la factibilidad de transferencias de cargas que disminuyan los porcentajes de caída de tensión.

Tabla 3.3 Seccionadores entre alimentadores

CIRCUITO	ENLACE 1	ENLACE 2	ENLACE 3
SAN DIEGO	STA. BARBARA	LA VICTORIA	RUBIO
RUIZ PINEDA	RUBIO	STA. BARBARA	DELICIAS
LA VICTORIA	RUBIO	SAN DIEGO	KM13
DELICIAS	RUIZ PINEDA	LIOFIZADORA	-
LIOFIZADORA	DELICIAS	-	-

Circuito San Diego

El circuito San Diego presenta puntos de seccionamiento con los circuitos Sta. Bárbara y Rubio, no contando con la alternativa del circuito La Victoria pues presenta al igual que San Diego condiciones críticas de operación.

Los resultados de la transferencia de carga se muestran en Los anexos 1 tabla 1.4.

Circuito La Victoria

Para mejorar las condiciones de operación del alimentador La Victoria es necesario transferir carga a los circuitos cercanos como lo son Rubio y Km13 no contando el seccionamiento con San Diego por su elevada caída de tensión.

Los resultados de la transferencia de carga se muestran en los anexos 1 tabla nro. 1.5.

Circuito Ruiz Pineda

En el caso del circuito Ruiz Pineda no se logra disminuir las caídas de tensión seccionando con los circuitos cercanos puesto que los mismos presentan problemas de operación.

En este caso se estudian los puntos estratégicos para instalar bancos de condensadores que disminuyan las pérdidas.

En los anexos 1 tabla nro. 1.6 se especifica la capacidad de los bancos y su ubicación en el sistema, así como las nuevas caídas luego de la instalación.

Circuito Delicias

El circuito Delicias presenta la máxima caída de tensión del sistema, una de las razones en su longitud, es decir, el alimentador Delicias abarca una extensa porción de territorio del municipio Junín e incluso abarca parte del territorio fronterizo.

Al estudiar el posible seccionamiento con el alimentador Liofilizadora y Ruiz Pineda se hace imposible la transferir carga a ellos por su condición de operación, es por ello que se hace un análisis para la instalación de una estación de regulación principalmente por la longitud del circuito.

La capacidad de la estación de regulación y su especificación se muestran en los anexos 1 tabla nro. 1.7.

Circuito Liofilizadora

Presenta el problema de seccionar exclusivamente con el circuito Delicias. En los anexos 1 tabla nro. 1.8 se especifica la capacidad de los bancos y su ubicación en el sistema, así como las nuevas caídas luego de la instalación.

En los porcentajes de caída de tensión final se observa claramente la disminución que se produce al realizar la maniobra en cada uno de los circuitos que presentaron problemas.

3.2.- PREDICCIÓN DE DEMANDA A CORTO Y MEDIANO PLAZO.

La precisión en el proceso de predicción de demanda en distribución depende de la disponibilidad de una base de datos amplia, segura y confiable, de un método que permita determinar la localización de un sistema intermediario que elimine las impurezas en los datos de historia utilizados para prever carga futura. El aumento de esta precisión involucra una mejor planificación del sistema eléctrico generando ventajas tales como: reducción del gasto de operación y mantenimiento, y reducción de las inversiones destinadas a la ampliación del sistema de distribución.

La base de datos requerida debe ser dinámica y permitir un fácil acceso y obtención de información referente a los datos que ella almacena. Por lo tanto, es preciso hacer uso de los recursos de Eviews ya que el mismo permite:

-El almacenamiento de los datos de carga de los alimentadores a nivel mensual, lo cual permite una mayor resolución en el análisis del comportamiento de la carga en el sistema eléctrico.

-Mejoramiento de los valores de carga utilizados en la predicción de demanda mediante el uso de un método de acoplamiento de transferencia de carga y técnicas de suavización.

3.2.1.- PREDICCIÓN DE DEMANDA EN DISTRIBUCIÓN

Una planificación adecuada del sistema de distribución requiere de una predicción de demanda que especifique magnitud y localización geográfica de la carga futura con la suficiente resolución que haga posible estudiar las diversas alternativas propuestas que suplirán a dicha carga.

3.2.2.- PROCEDIMIENTO PARA LA PREDICCIÓN DE DEMANDA.

En el proceso de predicción incluye las tareas típicas de un problema econométrico, cubriendo los siguientes pasos:

- Introducir los datos que serán objeto de análisis. Esto incluye preparar una hoja de cálculo en Excel con dicha información de forma que pueda ser incorporada en EViews.
- Realizar un análisis estadístico descriptivo de los datos.
- Estimar un modelo lineal.
- Hacer predicciones.
- Utilizar las posibilidades gráficas del programa.

A continuación se muestran en la tabla Nro. 4.4 los resultados del pronóstico de cada alimentador a corto y mediano plazo.

Tabla 3.4 Resultados de la predicción por alimentadores

ALIMENTADOR	DEMANDA(A) SEP-2006 SISTEMA PRESENTE	DEMANDA(A) DIC-2011 CORTO PLAZO	DEMANDA(A) DIC-2016 MEDIANO PLAZO
ZONA INDUSTRIAL	21,86	33,02	41,69
LAS DANTAS	51,26	77,42	97,76
SAN DIEGO	117,98	178,17	224,99
SANTA BÁRBARA	95,74	144,59	182,58
KM. 13	33,72	45,17	54,08
SANTA ANA	42,79	57,32	68,62
LIOFILIZADORA	66	88,4	105,83
DELICIAS	98,27	131,63	157,58
RUIZ PINEDA	88,48	118,52	141,88
HOSPITAL	21,76	29,14	34,89
VICTORIA	92,47	123,86	148,28
RUBIO	54,39	72,86	87,22
TOTAL(A)	784,72	1100,1	1345,4
TOTAL(MVA)	18,757	26,295	32,158

En los datos se observa claramente el porcentaje de crecimiento de cada alimentador y la demanda pronosticada en el Eviews para corto y mediano plazo.

La sumatoria de la carga de cada alimentador en amperios resulta la demanda máxima de la ciudad de Rubio, considerando que la capacidad instalada es de 26MVA, se predice que para el año 2011 corto plazo, los límites establecidos en los criterios serán sobrepasados trayendo como problemas inestabilidad en el sistema de distribución. A continuación se muestran en la tabla Nro.4.5 los resultados del pronóstico de las subestaciones.

Tabla 3.5 Resultados de la predicción por subestaciones

S/E	DEMANDA(MVA) SEP-2006 SISTEMA PRESENTE	DEMANDA(MVA) DIC-2011 CORTO PLAZO	DEMANDA(MVA) DIC-2016 MEDIANO PLAZO
RUBIO	11,90	15,94	19,08
SAN DIEGO	6,85	10,35	13,07

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DEL SISTEMA A MEDIANO PLAZO

4.1.- INTRODUCCIÓN

En este capítulo se expone el plan a mediano plazo realizado para la ciudad de Rubio, los criterios en que se basa el estudio, métodos utilizados, resultados obtenidos, costos y recomendaciones para la implementación de las soluciones.

Para el estudio a mediano plazo se considero la predicción de la demanda de la ciudad mencionada para el año 2016, con el fin de satisfacer y ofrecer al suscriptor un servicio eficiente y confiable en el futuro.

El sistema diseñado incluye los aspectos referentes a las subestaciones en cuanto a ubicación, capacidad instalada, área de influencia y numero de alimentadores o salidas. CADAFE considera que no es necesario diseñar las redes de distribución en este plan ya que, como el lapso de tiempo es grande, pueden ocurrir desviaciones que afecten este diseño, por esta razón, es recomendable realizarlo en el plan a corto plazo.

4.2.- CRITERIOS UTILIZADOS EN EL PLAN A MEDIANO PLAZO

Este estudio se basa en los criterios que utiliza CADAFE para realizar sus planes a mediano plazo. Dichos criterios son:

- Capacidad firme
- Máxima carga permitida en los alimentadores
- Máxima caída de tensión en los alimentadores
- Ubicación de las subestaciones en el centro de carga de su área de influencia.

A continuación se explican cada uno de estos criterios:

- ***Capacidad firme de las subestaciones***

El criterio de capacidad firme de una subestación indica que la capacidad transformadora de la misma o de un grupo de ellas debe ser tal que con el transformador de mayor capacidad fuera de servicio aun sea posible alimentar la totalidad de la demanda.

El criterio de capacidad firme se basa en las normas ANSI apéndice C57.92, 1692; el cual indica que un transformador de potencia a una temperatura ambiente de 35°C, con una carga previa al pico de demanda del 70% de su capacidad nominal y una duración del pico de carga de 8 horas al 130% de su capacidad nominal, sufren una pérdida de vida del 1%.

Del estudio de capacidad firme de una subestación resulta:

- Subestaciones aisladas, con un solo transformador no tiene capacidad firme.
- No tiene objeto instalar mas de 4 transformadores en una subestación puesto que con 5 transformadores instalados la capacidad firme resulta mayor que la capacidad nominal.
- La demanda que puede ser alimentada continuamente (Ssf) por una subestación, expresada en porcentaje de la capacidad nominal, es la siguiente: para una subestación con dos unidades de transformación con capacidad instalada c/u de 10MVA, el criterio de capacidad firme es:

$$Cf = 1.3 \times (2 - 1) \times 10MVA \approx 13MVA$$

Es decir, la demanda que puede ser alimentada será del 65% de la capacidad instalada (20MVA).

Los resultados se muestran en la tabla Nro. 4.1, además de los cálculos para subestaciones donde existan más de dos transformadores de la misma capacidad.

Tabla 4.1 Capacidad firme de las subestaciones.

Nº de transformadores	Ssf(%)
1	0.0
2	65.0
3	86.7
4	97.5

La carga que puede ser alimentada desde una subestación en condiciones normales puede ser aumentada, mejorando la capacidad firme, ya no de la subestación en si sino del sistema.

La manera de lograr esto es prever una alimentación de emergencia del área de una subestación, a partir de las subestaciones vecinas.

En subestaciones de un solo transformador que poseen al menos una subestación vecina de la cual pueda ser tomada una alimentación de emergencia, tienen una capacidad firme relativa que depende de las características particulares de cada caso.

En subestaciones de 4 transformadores el criterio de capacidad firme, propio de la subestación, permite la alimentación de una carga igual al 97,5% de la capacidad nominal de la subestación. Por esta razón se gana muy poco previendo una alimentación de emergencia desde subestaciones vecinas y se puede decir que la subestación es autosuficiente desde el punto de vista de capacidad firme.

En aquellas subestaciones cuyos alimentadores no llegan todos hasta el borde del área servida, no es posible mantener el criterio de capacidad firme con un solo transformador instalado.

Aquellas subestaciones de un solo transformador que se encuentran aisladas, no poseen capacidad firme. Esto es el caso de subestaciones rurales, en las cuales, según la importancia de la carga que alimentan, se acepta el riesgo de perder la carga, en el caso de falla de transformador, o se instalan subestaciones de 2 transformadores.

- ***Máxima carga de los alimentadores***

CADAFE en la planificación a mediano plazo indica que la máxima carga permitida en un alimentador es de 6MVA a un nivel de tensión de 13,8kV.

Esta condición se basa en:

- Que todo alimentador debe tener por lo menos tres puntos de transferencia, es decir, tres alimentadores más que se puedan conectar para que asuman la carga del primero en el caso de emergencia; esto implica que cada

alimentador debe estar preparado para tomar un tercio de la carga del que fallo.

- El conductor troncal debe ser de calibre 4/0 arvidal este tipo de conductor soporta como carga máxima 9MVA.

De estas dos condiciones se deduce que si falla un alimentador, la carga de este se repartirá entre los tres puntos de seccionamiento; como todos los alimentadores tienen una carga máxima de 6MVA, al fallar uno la carga de este se repartirá en un tercio para cada punto de seccionamiento, quedando cada alimentador con 8MVA, dentro del límite del conductor 4/0 arvidal.

- ***Máxima caída de tensión en los alimentadores***

CADAFE, con respecto a la caída de tensión en los alimentadores, acepta un valor máximo de 5%.

Este criterio se basa en: para asegurar al suscriptor un 100% de tensión nominal, debe haber en la barra de la subestación un 105% de la tensión nominal.

La diferencia del 5% representa la suma de las caídas de tensión en la línea de alimentación, en el transformador de distribución, en las líneas de baja tensión que van desde el transformador hasta el suscriptor y en las canalizaciones internas de las edificaciones.

La caída de tensión en el transformador y en la línea que va al suscriptor se considera aproximadamente 1%, por lo tanto el restante representa la máxima caída en la línea de alimentación.

Una caída de tensión mayor de 5% en el alimentador ocasiona una tensión recibida por el suscriptor menor del 100% de la tensión nominal.

Es conveniente señalar que CADAFE acepta una variación en la tensión del suscriptor de 5% ya que se considera que una fluctuación mayor trae como consecuencia un funcionamiento deficiente de las cargas conectadas a la red.

Para calcular la caída de tensión entre la subestación y cualquier nodo alimentador, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{NODO} (\%) = \frac{\sqrt{3} \times I \times Km (R \cos \phi + X \sin \phi)}{V_o} \times 100 \quad (4.1)$$

Donde:

I es la corriente en amperios que circula por el alimentador entre la subestación y el nodo.

Km. Distancia en kilómetros entre la subestación y el nodo en cuestión.

R Resistencia en ohm/km del conductor alimentador.

X Reactancia en ohm/km del conductor alimentador.

Ø Angulo de la impedancia del conductor (arctg X/R).

V_o Tensión fase-fase.

Por lo tanto la tensión en el nodo es

$$V_{NODO} = V_o - (V_o \times \Delta V_{NODO}) \quad (4.2)$$

Aplicando el criterio mencionado en el cálculo de la caída de tensión se debe cumplir:

$$\frac{V_o - V_{NODO}}{V_o} \times 100 \leq 5\% \quad (4.3)$$

Donde:

V_{NODO} Tensión en el último nodo del alimentador.

Frecuentemente se presentan casos de cargas ubicadas a largas distancias de la subestación, lo cual ocasiona grandes caídas de tensión en los alimentadores. Para evitar estas consecuencias y cumplir con el criterio de caída de tensión, se construyen alimentadores denominados expresos, los cuales recorren grandes distancias y cuyas cargas reencuentran conectadas en los últimos kilómetros del recorrido. La carga asignada a estos alimentadores debe ser baja para poder lograr un valor de caída de tensión que cumpla con el criterio expuesto. Por esta razón existen alimentadores que aunque no están muy cargados tienen una caída de tensión relativamente alta.

- ***Ubicación de las subestaciones***

Para exponer este criterio es necesario definir los dos conceptos que se presentan a continuación:

- **Área de influencia de una subestación:** es la zona que va a ser alimentada por la subestación.

- **Centro de carga:** es el punto del área de influencia donde se consideran equilibradas todas las cargas.

CADAFE, con respecto a la ubicación de las subestaciones, considera los siguientes factores:

1. La ubicación debe estar dentro de los límites de distancia máxima permitida por distribución.
2. El terreno debe estar preferiblemente sin construcciones y debe ser factible su adquisición.
3. Debe ser físicamente posible la construcción de una subestación de la capacidad requerida.
4. debe ser factible penetrar al terreno preferiblemente con líneas aéreas de transmisión para su alimentación.

Una vez localizados los terrenos que cumplan con los requisitos expuestos se deben evaluar los costos del terreno, construcción, distribución y transmisión de cada uno y según el costo total se decidirá la ubicación definitiva de la subestación.

4.3.- DISEÑO DE NUEVAS SUBESTACIONES

Si los resultados del pronóstico de demanda a mediano plazo (2016) sobrepasan el límite de capacidad de las subestaciones la única solución eficiente es diseñar nuevas subestaciones, es conveniente seguir los siguientes pasos:

- **Definición del área de influencia de las subestaciones existentes**

El área de influencia de una subestación existente debe determinarse de forma tal que el cálculo del centro de carga coincida en lo posible con la ubicación de la misma; además, la demanda del área debe ser menor o igual que su capacidad firme.

- ***Definición del área de influencia de las nuevas subestaciones***

Una vez definida las áreas de influencia de las subestaciones existentes se puede conocer la zona que debe ser alimentada por las nuevas subestaciones que se van a planificar.

En esta zona se deben determinar las áreas de influencia de las nuevas subestaciones de una forma empírica, considerando que para reducir los costos, el número de subestaciones debe ser el mínimo posible pero tomando en cuenta a la vez que en ocasiones es mejor planificar en lugar de una subestación de gran capacidad varias de capacidad menor en sitios estratégicos con el fin de prever una posible expansión de la ciudad en una dirección determinada.

Por esta razón es conveniente estudiar el desarrollo de la ciudad y, en base a este, decidir el número de subestaciones necesarias, la capacidad transformadora y el área de influencia de cada una considerando el criterio de capacidad firme.

- ***Factibilidad de ubicar la subestación en el centro de carga.***

Una vez localizado el centro de carga a través del módulo del SAPC del SID, se deben inspeccionar los terrenos que se encuentren disponibles para la construcción de la subestación considerando sus condiciones físicas, si están poblados o no, si es posible el acceso de las líneas de alimentación a la subestación y si es factible que CADAFE los adquiera a bajo costo. Si no es posible construir la subestación en los terrenos de la cuadrícula que indica el SID se debe intentar ubicar la subestación en algún terreno adyacente que se estudia comenzando por los que están más cercanos al centro de carga.

- ***Cálculo del número de alimentadores en el área de influencia.***

Cuando se tiene el lugar definitivo para la construcción de la subestación, se realiza el cálculo del número de salidas que van a alimentar el área de influencia.

Este cálculo se basa en el criterio Nro. 4.2 antes expuesto el cual indica que la máxima carga permitida en un alimentador es de 6MVA, por lo tanto se puede deducir que la ecuación para calcular el mínimo número de alimentadores es:

$$N^{\circ} \text{ min. De alim.} = \text{carga total del \u00e1rea de influencia} / 6\text{MVA} \quad (4.4)$$

- ***Distribuci\u00f3n de los alimentadores en el \u00e1rea de influencia.***

Como ultimo punto del plan a mediano plazo, se realiza una distribuci\u00f3n de los alimentadores en las \u00e1reas de influencia de todas las subestaciones (tanto de las existentes como de las nuevas).

La distribuci\u00f3n que se hace de los alimentadores en el \u00e1rea de influencia es ficticia y conceptual ya que esta basada en una predicci\u00f3n del futuro; la distribuci\u00f3n se realiza con el fin de determinar si la subestaci\u00f3n puede alimentar la zona asignada cumpliendo con todos los criterios.

Por razones obvias de costo se debe utilizar el m\u00ednimo n\u00famero de alimentadores que resulto de la ecuaci\u00f3n Nro.4.4.

Los alimentadores deben ser distribuidos de manera que sirvan a todas las cuadr\u00edculas del \u00e1rea de influencia y considerando que la m\u00e1xima carga de cada uno es de 6MVA, la m\u00e1xima ca\u00edda de tensi\u00f3n es 5%, y el recorrido debe ser el mas recto posible tratando que no se devuelvan a la subestaci\u00f3n.

Para reducir las distancias recorridas por los alimentadores y los cambios frecuentes de direcci\u00f3n, se alimentan cargas adyacentes al recorrido del alimentador por medio de ramales.

Todos los alimentadores deben tener aproximadamente la misma carga y ca\u00edda de tensi\u00f3n, excepto los expresos que tendr\u00e1n una ca\u00edda de tensi\u00f3n comparable con los alimentadores normales pero baja carga asignada.

Utilizando los criterios y siguiendo los m\u00e9todos expuestos en este capitulo se garantiza un plan efectivo para ofrecer un servicio eficiente de energ\u00eda el\u00e9ctrica a mediano plazo; sin embargo, es normal que los criterios de los planificadores del futuro introduzcan algunas modificaciones en el plan maestro.

4.4.- PLANIFICACION A MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO.

El estudio a mediano plazo se realiza considerando que al implementar el plan recomendado, el sistema de energ\u00eda resultante ser\u00e1 eficiente y confiable. Para obtener este resultado se toman en cuenta todos los aspectos se\u00f1alados en este

capítulo. Además, este estudio incluye un análisis de costo de las alternativas planteadas.

4.5.- ESTUDIO A MEDIANO PLAZO DE LA CIUDAD DE RUBIO.

La demanda total estimada de Rubio para el año 2016 da como resultado 32,15MVA.

El sistema actual indica que existe dos subestaciones y cuyas características de transformación son:

Tabla 4.2 Sistema actual de distribución ciudad de Rubio.

S/E	Capacidad (MVA)	Nivel de voltaje (KV)
Rubio	1x16	34.5/13.8
San Diego	1x10	34.5/13.8

Es conveniente señalar que en las subestaciones el criterio de capacidad firme es nulo por poseer una sola unidad de transformación, el mismo se aplicara a la ciudad, es decir, a las dos subestaciones.

$$Cf = 1,3 (2 - 1) 26MVA = 33,8MVA$$

$$33,8MVA > 32,15MVA$$

Comparando el valor de la capacidad firme y la carga de la ciudad, se observa que la capacidad instalada en la ciudad puede satisfacer la demanda para el año 2016, cumpliendo con el criterio de capacidad firme.

Para que cada subestación cumpla con el criterio de capacidad firme y a manera de satisfacer la demanda para el año 2016 se plantean las siguientes alternativas:

- Ampliar la subestación Rubio.
- Ampliar la subestación San Diego.

- Construir una nueva subestación Rubio II manteniendo la subestación Rubio y tomar la carga de la subestación San Diego.
- Construir una nueva subestación Rubio II manteniendo la subestación San Diego y tomar la carga de la subestación Rubio.
- Construir una nueva subestación Rubio II tomando la carga de la subestación Rubio y San Diego.

4.5.1.- Solución1. Ampliación de la subestación Rubio.

La subestación Rubio es un caso atípico en el sistema eléctrico nacional, puesto que la unidad de transformación posee una capacidad de 16MVA a nivel de 34,5/13,8kV; capacidad no común para transformadores a ese nivel de voltaje. La máxima capacidad de los transformadores 34.5/13.8kV es de 10MVA, lo que los hace insuficientes para la conexión con el ya instalado de 16MVA y en fin para la ampliación de la subestación.

4.5.2.- Solución2. Ampliación de la subestación San Diego.

La solución de ampliar la subestación San Diego consiste aumentar su capacidad, esta modificación se puede realizar instalando un nuevo transformador de 20MVA, 34.5/13.8kV.

En este caso la capacidad firme de la subestación San Diego será:

$$Cf = 1,3 (2 -1) 20MVA = 26MVA$$

$$26MVA > 13,07MVA$$

Para alimentar el área de influencia de la subestación San Diego con la nueva capacidad instalada, se puede calcular el número de alimentadores según la ecuación:

$$N^{\circ} \text{ min. de alim.} = 13.07MVA / 6MVA = 2$$

Los dos alimentadores tomarían la carga de los cuatro existentes en el sistema presente y así disminuir el número de alimentadores pero más largos y con más carga conectada pero cumpliendo sin exceder los límites de caída de tensión.

4.5.3.- Solución 3. Construcción nueva subestación Rubio II.

El área de influencia de la nueva subestación será entonces el área servida por la subestación que la misma vaya a sustituir, en el caso en que sustituya las dos existentes la nueva subestación Rubio II tomaría la carga de la ciudad.

La capacidad instalada de la nueva subestación será de 2x20MVA con un nivel de tensión de 115/13,8KV.

La capacidad seleccionada es la adecuada con la demanda estimada a mediano plazo considerando un margen de capacidad superior como seguridad.

El nivel de tensión es el óptimo pues para futuros desarrollos y expansiones de la misma subestación la línea de 115KV tiene las ventajas de servir cargas a mayores distancias y manejar niveles de capacidad superiores.

La dificultad se presenta en construir el tendido de la línea de 115KV pues las subestaciones más cercanas que manejan este nivel de tensión son:

- S/E SAN ANTONIO
- S/E LA CONCORDIA
- S/E PALO GRANDE

Es necesario estudiar la factibilidad de hacer llegar la línea de 115KV al centro de carga de la nueva subestación Rubio II, para ello se deben considerar los siguientes aspectos.

- Verificar que la demanda total de la subestación que va a servir a la subestación Rubio II sea menor o igual a la capacidad firme contando la nueva carga.
- Estimación del número de salidas, en base a capacidad firme, carga máxima de la S/E y conductores normalizados por la empresa.
- Estudio del terreno para la entrada de la línea de 115KV.

El análisis de capacidad firme se hará a un nivel de tensión superior, es decir S/E El Corozo 230KV ya que a partir de la misma se alimentan las posibles subestaciones de 115KV posibles para energizar Rubio II.

La solución de construir la nueva subestación va acompañada con la permanencia de la subestación San Diego, es decir, la nueva subestación Rubio II

tomaría la carga total de la subestación Rubio del sistema actual y un porcentaje de la subestación San Diego para disminuir la demanda servida por la misma.

$$Cf = 1,3 (3-1) 300MVA = 780MVA$$

$$780MVA > 372MVA$$

La subestación el corozo cuenta con tres unidades de transformación de 100MVA a nivel de 230/115KV.

La demanda de la subestación mencionada anteriormente tomando en cuenta la nueva subestación Rubio II en 115/13.8 KV y sustituyendo la carga de las subestaciones Rubio y San Diego es la siguiente:

$$\text{Dem. S/E Corozo} = \text{Dem S/E (Lá Grita S/C 1+ Lá Concórdia + Palo Grande + San Antonio + S/C II + Rubio II)} = 372MVA. \quad (4.5)$$

Nótese que se ha sumado la nueva subestación Rubio II en la demanda de la subestación el corozo para el cálculo.

El resultado del cálculo de la capacidad firme ha sido satisfactorio, por tal razón la línea de 115KV es factible para alimentar la nueva subestación.

Dentro de las alternativas el planificador, es decir, el autor sugiere la S/E Palo Grande como primera opción por su condición de operación en el sistema actual.

La línea recorrería un trayecto de aproximadamente 20Km de distancia de la subestación Palo Grande a la nueva subestación Rubio II.

4.6.- Análisis económico de la construcción de la nueva subestación.

El centro de carga resultado de la ubicación resulta estar en las cercanías del sector Cantarrana a 500mts de la nueva autopista.

Luego de inspeccionar la zona se comprueba el espacio de aproximadamente una hectárea y la presencia de la línea de 34.5kV enlace entre las subestaciones Rubio y San Diego.

En los anexos se presentan fotografías del terreno y su disponibilidad para la construcción de la nueva subestación.

El centro de carga calculado con el modulo del SID-SPDC, especificado en el plano del análisis a mediano plazo. [CD de planos anexo].

Para realizar los trabajos se requiere realizar obras civiles, electromecánicas, las cuales deben cumplir a cabalidad con las normas y características técnicas solicitadas entre las cuales podemos mencionar el acondicionar el acondicionamiento de las vías de acceso, el suministro de equipos y la puesta en servicio de la subestación Rubio II, para que sea energizada. Todos y cada uno de estos trabajos debe ser realizado por personal técnico especializado y bajo la supervisión de profesionales.

Obras electromecánicas:

- Suministro y colocación de pórtico para 13,8 kV. Incluida las vigas y castilletes.
- Suministro y colocación de seccionador para salida de línea de 13,8Kv.
- Tuberías, conectores y conductores de cobre
- Suministro, transporte, colocación, puesta a tierra y puesta en marcha de equipos de medición para cada uno de los tramos incluyendo colocación de todas las acometidas, los accesorios para su funcionamiento.
- Sistema de drenaje.
- Canalizaciones.
- Pruebas funcionales de cada uno de los equipos.
- Manuales de montaje, operación, mantenimiento de equipos e instalaciones.
- Control de actividades.
- Sistema de iluminación, servicios auxiliares de cortacorriente alterna y continúa.
- Cables para alta y baja tensión.
- Conexiones.
- Suministro de repuesto eléctricos y electrónicos.

El presupuesto de las obras electromecánicas es el que se muestra en la tabla Nro. 2.1 en los anexos.

El presupuesto para la construcción de una bahía de 2x20MVA en 115/13.8kv incluyendo obras civiles es de 2x3.869.792.217 Bs.=7.739.584.434Bs.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DEL SISTEMA A CORTO PLAZO

5.1.- INTRODUCCIÓN

El objetivo de la planificación de sistemas de distribución a corto plazo es, realizar el diseño de un plan de expansión de dicho sistema, aprovechando al máximo las redes de distribución existentes y que, además, concuerde con los resultados arrojados por la planificación a mediano plazo.

Este plan debe cumplir con los criterios de diseño para permitir que el sistema sea confiable, y prever correctivos temporales como son los bancos de condensadores y/o reguladores de tensión.

Al realizar la planificación a corto plazo se toma como punto de partida la predicción de la demanda eléctrica de la zona para el año 2011 considerado como corto plazo. El sistema presente se carga con esta demanda; probablemente surgirán una serie de problemas como altas caídas de tensión y sobrecargas en los alimentadores que harán el sistema ineficiente y no confiable, lo cual obligara a tomar acciones para llegar a una solución definitiva y satisfactoria, que dará origen a un plan de inversiones de las obras propuestas en esta planificación.

5.2.- CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.

1. Uso de los calibres de conductores normalizados por CADAFE.
2. Máxima carga permitida en los alimentadores:
66,6% en condiciones normales
100% en condiciones de emergencia
3. Máxima caída de tensión permitida en los alimentadores:
5% en condiciones normales.
7% en condiciones de emergencia.
4. Uso de la vialidad futura para la construcción de nuevos tramos de conductor

5. Utilización al máximo del equipo existente.
6. Realización del estudio sin el uso de condensadores y/o reguladores, en la medida que sea posible.

Este último criterio se refiere al uso de condensadores y/o reguladores solamente cuando se toman acciones correctivas inmediatas y no en corto plazo donde se pueden planificar soluciones que se pueden implementar en un periodo de tiempo mayor.

5.3.- ACCIONES A TOMAR PARA SOLUCIONAR PROBLEMAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

En este punto se mencionan una serie de acciones y obras a tomar en cuenta para realizar modificaciones a corto plazo sobre las redes del sistema presente:

- Aumento de la capacidad instalada de las subestaciones existentes.
- Construcción de nuevas subestaciones.
- Redefinición de los alimentadores.
- Reordenamiento de cargas.
- construcción de nuevos tramos en líneas de 13,8kv para:
 1. alimentar nuevas zonas
 2. crear nuevos alimentadores
 3. interconectar circuitos

5.4.- PRUEBA DEL SISTEMA PRESENTE DE DISTRIBUCIÓN CON LA DEMANDA A CORTO PLAZO.

La finalidad de esta prueba es establecer los problemas que se presentan en el sistema presente al tratar de alimentar una carga igual a la estimada para el año 2011 (corto plazo), y en base a estos, proponer soluciones para garantizar la buena operación del sistema.

La predicción de demanda en el Eviews para el año 2011 para la ciudad de Rubio resulto ser de 26.3MVA.

Cabe destacar que la capacidad instalada es de 26MVA, y la demanda en el sistema presente de 18.75MVA, lo que implica un crecimiento interanual de 1.51MVA.

La prueba consiste en cargar las redes del sistema presente con la demanda a corto plazo y luego proceder al análisis de los resultados. Para ello se cargan los valores de carga de cada alimentador y se realiza la corrida al igual que en el análisis del sistema presente.

5.5.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN EN EL SID.

En base al análisis de los resultados obtenidos del programa SID [CD de planos anexo] y presentados en la tabla Nro. 5.1. Sé puede concluir que el sistema presenta altas caídas de tensión donde la mayoría sobrepasan los límites establecidos en los criterios.

Es evidente que las caídas deben ser mayores a las presentadas en el análisis del sistema presente puesto que la demanda es superior.

Las alternativas de solución a disminuir los porcentajes de caídas y sobrecargas deben contemplar razones e inversiones de mayor envergadura ya que realizando las mismas maniobras del sistema presente no es suficiente para estabilizar y hacer confiable el sistema.

Tabla 5.1 Análisis a corto plazo

CTO.	NOMBRE	AMP.	FU	FP	C.C. (kVA)	%V	% Carga	Perdidas (Kw)	Demanda (Kva)
1	SAN DIEGO	178.17	1.14	0.9	3622.50	12.29	63.34	276.06	4492.64
2	LAS DANTAS	77.42	0.75	0.9	2512.50	5.77	20.39	46.58	1944.71
3	SANTA BARBARA	144.59	2.0	0.9	1747.50	6.27	48.14	103.64	3632.21
4	ZONA INDUSTRIAL	33.02	0.48	0.9	1725.00	0.84	8.69	3.93	828.82
5	RUIZ PINEDA	118.52	0.93	0.9	2997.50	14.29	56.64	140.22	2984.16
6	LA VICTORIA	123.86	1.42	0.9	2145.0	8.45	32.70	139.39	3118.54
7	KM 13	45.17	0.52	0.9	2165	1.92	11.88	9.77	1133.67
8	SANTA ANA	57.32	0.80	0.9	1735	5.29	17.90	36.74	1439.55
9	DELICIAS	131.63	0.53	0.9	5384	16.06	58.25	418.07	3362.88
10	LIOFIZADORA	88.4	1.06	0.85	2357.5	7.39	31.65	104.12	2223.28
11	RUBIO	72.86	0.67	0.9	2710.0	2.80	19.18	26.92	1829.68
12	HOSPITAL	29.14	0.73	0.9	1000	0.67	7.67	3.02	731.46

Antes de hacer la corrida se le asignó a las redes del sistema presente la demanda calculada en el Eviews para el año 2011 (corto plazo).

Como se puede observar los alimentadores pertenecientes a la subestación San Diego están sobrecargados y el único que no lo está, que es el alimentador Zona Industrial al cual se le asignara la carga del desarrollo La Quiracha.

Los alimentadores con las máximas caídas de tensión son: San Diego, Las Dantas, Santa Bárbara, Ruiz Pineda, La Victoria, Santa Ana, Delicias y Liofizadora.

Se observa que ocho alimentadores de los doce que sirven la ciudad sobrepasan los niveles de tensión permitidos por CADAFE.

5.6.- DESCRIPCIÓN DE SOLUCIONES

En este caso se especifican las soluciones planteadas en el sistema para poder abastecer la demanda a corto plazo, destacándose que la planificación de dicho sistema no es única, si no que depende directamente de las modificaciones adoptadas y muy específicamente del criterio del planificador.

Las soluciones están basadas en la creación de una subestación, resolviéndose así problemas de operación del sistema debido al aumento de la demanda en la ciudad.

La ubicación de estará ubicada en la parte este de la ciudad. El centro de carga de la nueva subestación (Rubio II), proveniente de la planificación a mediano plazo resultó estar en las cercanías del sector Cantarrana.

La instalación de la nueva subestación esta justificada por el crecimiento de demanda de la ciudad en los próximos años.

Se hace necesario recomendar que la subestación Rubio II entre en servicio lo antes posible con una capacidad instalada de 2x20MVA con nivel de tensión de 115/13.8kV.

5.7.- MODIFICACIONES SOBRE EL SISTEMA PRESENTE

Para mejorar las condiciones de operación del sistema presente considerando la demanda estimada para el año 2011, se proponen una serie de modificaciones que se mencionan a continuación:

- Creación de nuevos alimentadores
- Cambio de calibre de conductor en los alimentadores.
- Construcción de nuevos tramos.
- Reordenamiento de la carga entre los alimentadores.
- Creación y maniobras de seccionadores.

La creación de nuevos alimentadores vendría a satisfacer la necesidad del suministro eléctrico para la ciudad universitaria el cual es un proyecto de gran envergadura que va a revolucionar el sistema educativo de la ciudad.

El mismo estará ubicado en las cercanías de UPEL (Universidad Pedagógica Experimental Libertador), es decir, área de influencia del alimentador Liofizadora.

Por tal razón se debe reubicar el circuito Liofizadora y hacerlo expreso como lo era en un principio, y el resto de la carga se le asignarla al nuevo alimentador incluyendo la carga de la futura ciudad universitaria.

También es necesario crear un alimentador exclusivo para el desarrollo habitacional La Quiracha, ya que cuenta con una gran cantidad de viviendas (2500 Aprox.) que pronto serán desarrolladas en su totalidad para así evitar la sobrecarga del circuito Zona Industrial y Las Dantas.

La empresa denominada la Tenería Vielma también es considerada como una carga puntual que debería estar asignada a un alimentador expreso y así no representar problemas para el circuito La Victoria que abastece gran parte del casco central de la ciudad.

Las maniobras que se deben llevar a cabo deben ser las propuestas en el sistema presente.

Es importante recalcar que la subestación Rubio tiene ocho salidas en 13.8KV, cantidad de alimentadores que esta exageradamente por fuera de los criterios establecidos por CADAFE con respecto al número de salidas de una subestación.

CONCLUSIONES

En este trabajo se han señalado los procedimientos que se consideran mas aceptables para realizar una planificación eficiente de energía eléctrica a corto y mediano plazo para una zona o ciudad cualquiera.

Como ya se ha mencionado, para cualquier estudio de este tipo, el punto de partida es la predicción de la demanda de la zona o ciudad involucrada; por lo tanto, es de importancia primordial que el modelo a utilizar sea lo mejor posible.

En conclusión, si la demanda real de la ciudad de Rubio es, a través de los años, aproximadamente igual a la prevista hasta el año 2011, se garantiza que con las modificaciones recomendadas en este trabajo, se conseguirá que el sistema sea eficiente y confiable, además de flexible para cualquier variación imprevista.

Con respecto al estudio del sistema presente, es conveniente implementar las modificaciones propuestas lo más pronto posible ya que, de esta manera, es factible resolver todos los problemas que presenta actualmente el sistema.

En relación a los planes a largo plazo y corto plazo reconsideran que deben ser implementados siguiendo las prioridades de las obras que se señalan en los capítulos V y VI de este trabajo.

RECOMENDACIONES

Es recomendable realizar estos estudios, como máximo, cada dos años aproximadamente, con el fin de considerar cualquier desviación de la demanda real en relación a la estimada y, tomar a tiempo, las medidas necesarias para lograr que el sistema continúe siendo eficiente y confiable.

En base al análisis se seleccionan las alternativas que se consideran mas adecuadas para garantizar un servicio de energía eléctrica eficiente y confiable al menor costo posible.

La solución de ampliar la subestación San Diego es una alternativa que se puede considerar aconsejable pero no a largo plazo puesto que la solución más optima y con mayor visión de expansión en un futuro es la alternativa de construir la nueva subestación Rubio II.

Considerando el análisis realizado, se recomienda la implementación de la solución 4.5.2 como plan a mediano plazo para la ciudad de Rubio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] BUCROS SISTEMAS C.A, (2004). Manual del Sistema Integrado de Distribución (SID). Caracas-Venezuela.

[2] FUNDELEC (2006). Estadísticas Básicas I,II; Introducción al manejo del Eviews. Caracas-Venezuela.

[3] CADAFE (2006). Propuesta de parámetros y criterios a emplear en la planificación de redes de media tensión. San Cristóbal-Venezuela.

[4] MINEP (2004). Normas de calidad del servicio de distribución de electricidad. Caracas-Venezuela.

[5] CADAFE (2004). ATLAS. Caracas-Venezuela.

ANEXOS 1

Tablas de Demandas

Tablas de Pronósticos

Transferencias de carga

Tabla. 1.1 Demanda alimentadores subestación Rubio y San Diego en amperios.

MES	Z I	DA	SD	SB	KM 13	SA	LIO	DEL	RP	HOS	VIC	RUB
ene-02	7	74	88	58	41	33	69	50	58	6	81	69
feb-02	26	81	142	65	54	48	71	64	61	27	0	52
mar-02	1	65	158	50	39	62	41	45	58	20	0	62
abr-02	6	66	161	83	47	36	63	46	58	21	0	46
may-02	13	88	174	90	34	34	69	54	60	22	38	54
jun-02	4	49	109	83	44	40	52	81	57	18	81	46
jul-02	1	35	93	81	59	55	71	108	75	22	107	54
ago-02	0	70	85	55	37	38	51	43	55	4	78	56
sep-02	0	70	85	55	37	38	51	43	55	4	78	56
oct-02	1	33	148	69	39	30	59	76	56	4	0	44
nov-02	0	12	95	131	36	32	59	96	0	4	105	0
dic-02	0	31	109	85	37	33	56	43	55	4	76	48
ene-03	2	32	71	126	40	31	54	76	0	4	77	45
feb-03	2	35	75	134	39	33	49	77	49	3	77	45
mar-03	0	65	80	68	39	35	48	73	75	0	82	42
abr-03	0	29	78	70	36	33	62	100	33	21	85	42
may-03	0	30	81	76	38	31	59	77	60	3	83	42
jun-03	0	41	90	78	31	38	58	79	64	0	87	51
ene-04	2	32	71	126	40	31	54	76	0	4	77	45
feb-04	2	35	75	134	39	33	49	77	49	3	77	45
mar-04	0	65	80	68	39	35	48	73	75	0	82	42
abr-04	0	29	78	70	36	33	62	100	33	21	85	42
may-04	0	30	81	76	38	31	59	77	60	3	83	42
oct-04	0	41	90	78	31	38	58	79	64	0	87	51
ene-05	16	43	75	98	34	32	62	84	60	4	84	51
feb-05	9	45	103	116	35	38	58	86	76	11	90	50
mar-05	17	39	95	73	32	35	55	78	67	22	71	43
abr-05	8	43	104	78	35	39	68	86	75	17	99	55
may-05	10	36	97	70	28	32	52	75	65	15	79	44
jun-05	11	45	104	65	29	30	46	79	67	12	87	45
jul-05	9	36	97	70	28	32	52	75	65	16	79	44
ago-05	8	38	82	65	28	33	57	77	62	11	84	42
sep-05	11	37	87	69	28	32	53	76	63	18	84	42
oct-05	10	48	112	77	26	38	74	94	41	16	96	48
ene-06	22	41	102	82	32	35	65	95	66	12	93	45
feb-06	13	47	133	63	36	40	76	92	79	16	106	49
mar-06	13	47	133	63	36	40	76	92	79	16	106	49
abr-06	3	46	103	76	28	37	59	89	73	5	97	51
may-06	13	45	108	76	58	37	73	91	21	9	99	45
jun-06	14	47	102	80	45	36	61	90	77	16	89	47
jul-06	18	49	103	76	30	31	46	57	72	0	82	44
ago-06	18	46	106	76	28	38	75	88	54	4	108	108
sep-06	19	45	104	85	31	39	61	90	81	5	100	50

Tabla. 1.2 Pronostico a corto plazo alimentadores subestación Rubio y San Diego en amperios.

Mes	ZI	DA	SD	SB	KM 13	SA	LIO	DEL	RP	HOS	VIC	RUB
2006M10	22	52	119	97	34	43	66	99	89	22	93	55
2006M11	22	52	120	97	34	43	67	99	89	22	93	55
2006M12	22	53	121	98	34	43	67	100	90	22	94	55
2007M01	23	53	122	99	34	44	67	100	90	22	94	56
2007M02	23	53	123	100	35	44	68	101	91	22	95	56
2007M03	23	54	124	100	35	44	68	101	91	22	95	56
2007M04	23	54	125	101	35	44	68	102	92	23	96	56
2007M05	23	55	126	102	35	45	69	103	92	23	96	57
2007M06	23	55	127	103	35	45	69	103	93	23	97	57
2007M07	24	55	128	103	36	45	70	104	93	23	97	57
2007M08	24	56	128	104	36	45	70	104	94	23	98	58
2007M09	24	56	129	105	36	46	70	105	94	23	98	58
2007M10	24	57	130	106	36	46	71	105	95	23	99	58
2007M11	24	57	131	107	36	46	71	106	95	23	99	58
2007M12	25	57	132	107	36	46	71	106	96	24	100	59
2008M01	25	58	133	108	37	46	72	107	96	24	100	59
2008M02	25	58	134	109	37	47	72	107	97	24	101	59
2008M03	25	59	135	110	37	47	72	108	97	24	101	60
2008M04	25	59	136	110	37	47	73	108	98	24	102	60
2008M05	25	60	137	111	37	47	73	109	98	24	102	60
2008M06	26	60	138	112	38	48	73	109	98	24	103	61
2008M07	26	60	139	113	38	48	74	110	99	24	103	61
2008M08	26	61	140	114	38	48	74	110	99	24	104	61
2008M09	26	61	141	114	38	48	75	111	100	25	104	61
2008M10	26	62	142	115	38	49	75	112	100	25	105	62
2008M11	26	62	143	116	38	49	75	112	101	25	105	62
2008M12	27	62	144	117	39	49	76	113	101	25	106	62
2009M01	27	63	145	117	39	49	76	113	102	25	106	63
2009M02	27	63	146	118	39	49	76	114	102	25	107	63
2009M03	27	64	147	119	39	50	77	114	103	25	107	63
2009M04	27	64	148	120	39	50	77	115	103	25	108	63
2009M05	28	65	149	121	40	50	77	115	104	26	108	64
2009M06	28	65	150	121	40	50	78	116	104	26	109	64
2009M07	28	65	150	122	40	51	78	116	105	26	109	64
2009M08	28	66	151	123	40	51	78	117	105	26	110	65
2009M09	28	66	152	124	40	51	79	117	106	26	110	65
2009M10	28	67	153	124	40	51	79	118	106	26	111	65
2009M11	29	67	154	125	41	52	80	118	107	26	111	66
2009M12	29	67	155	126	41	52	80	119	107	26	112	66
2010M01	29	68	156	127	41	52	80	119	108	26	112	66
2010M02	29	68	157	128	41	52	81	120	108	27	113	66
2010M03	29	69	158	128	41	52	81	121	109	27	113	67
2010M04	29	69	159	129	42	53	81	121	109	27	114	67
2010M05	30	70	160	130	42	53	82	122	109	27	114	67
2010M06	30	70	161	131	42	53	82	122	110	27	115	68
2010M07	30	70	162	131	42	53	82	123	110	27	115	68
2010M08	30	71	163	132	42	54	83	123	111	27	116	68

Mes	Z I	DA	SD	SB	KM 13	SA	LIO	DEL	RP	HOS	VIC	RUB
2010M09	30	71	164	133	42	54	83	124	111	27	116	68
2010M10	31	72	165	134	43	54	83	124	112	28	117	69
2010M11	31	72	166	135	43	54	84	125	112	28	117	69
2010M12	31	72	167	135	43	55	84	125	113	28	118	69
2011M01	31	73	168	136	43	55	84	126	113	28	118	70
2011M02	31	73	169	137	43	55	85	126	114	28	119	70
2011M03	31	74	170	138	44	55	85	127	114	28	119	70
2011M04	32	74	171	138	44	55	86	127	115	28	120	71
2011M05	32	75	171	139	44	56	86	128	115	28	120	71
2011M06	32	75	172	140	44	56	86	128	116	28	121	71
2011M07	32	75	173	141	44	56	87	129	116	29	121	71
2011M08	32	76	174	141	44	56	87	130	117	29	122	72
2011M09	32	76	175	142	45	57	87	130	117	29	122	72
2011M10	33	77	176	143	45	57	88	131	118	29	123	72
2011M11	33	77	177	144	45	57	88	131	118	29	123	73
2011M12	33	77	178	145	45	57	88	132	119	29	124	73

Tabla. 1.3 Pronostico a mediano plazo alimentadores subestación Rubio y San Diego en amperios.

Mes	Z I	DA	SD	SB	KM 13	SA	LIO	DEL	RP	HOS	VIC	RUB
2012M01	33	78	179	145	45	58	89	132	119	29	124	73
2012M02	33	78	180	146	46	58	89	133	119	29	125	73
2012M03	34	79	181	147	46	58	89	133	120	29	125	74
2012M04	34	79	182	148	46	58	90	134	120	30	126	74
2012M05	34	79	183	148	46	58	90	134	121	30	126	74
2012M06	34	80	184	149	46	59	91	135	121	30	127	75
2012M07	34	80	185	150	46	59	91	135	122	30	127	75
2012M08	34	81	186	151	47	59	91	136	122	30	128	75
2012M09	35	81	187	152	47	59	92	136	123	30	128	75
2012M10	35	82	188	152	47	60	92	137	123	30	129	76
2012M11	35	82	189	153	47	60	92	137	124	30	129	76
2012M12	35	82	190	154	47	60	93	138	124	31	130	76
2013M01	35	83	191	155	48	60	93	139	125	31	130	77
2013M02	35	83	192	155	48	61	93	139	125	31	131	77
2013M03	36	84	193	156	48	61	94	140	126	31	131	77
2013M04	36	84	193	157	48	61	94	140	126	31	132	78
2013M05	36	84	194	158	48	61	94	141	127	31	132	78
2013M06	36	85	195	159	48	61	95	141	127	31	133	78
2013M07	36	85	196	159	49	62	95	142	128	31	133	78
2013M08	37	86	197	160	49	62	96	142	128	31	134	79
2013M09	37	86	198	161	49	62	96	143	129	32	134	79
2013M10	37	87	199	162	49	62	96	143	129	32	135	79
2013M11	37	87	200	162	49	63	97	144	129	32	135	80
2013M12	37	87	201	163	50	63	97	144	130	32	136	80

Mes	Z I	DA	SD	SB	KM 13	SA	LIO	DEL	RP	HOS	VIC	RUB
2014M01	37	88	202	164	50	63	97	145	130	32	136	80
2014M02	38	88	203	165	50	63	98	145	131	32	137	80
2014M03	38	89	204	166	50	64	98	146	131	32	137	81
2014M04	38	89	205	166	50	64	98	146	132	32	138	81
2014M05	38	89	206	167	50	64	99	147	132	33	138	81
2014M06	38	90	207	168	51	64	99	148	133	33	139	82
2014M07	39	90	208	169	51	64	99	148	133	33	139	82
2014M08	39	91	209	169	51	65	100	149	134	33	140	82
2014M09	39	91	210	170	51	65	100	149	134	33	140	83
2014M10	39	92	211	171	51	65	100	150	135	33	141	83
2014M11	39	92	212	172	52	65	101	150	135	33	141	83
2014M12	39	92	213	173	52	66	101	151	136	33	142	83
2015M01	40	93	214	173	52	66	102	151	136	33	142	84
2015M02	40	93	214	174	52	66	102	152	137	34	143	84
2015M03	40	94	215	175	53	68	104	155	140	34	146	86
2015M04	40	94	216	176	54	68	105	156	140	35	147	86
2015M05	40	94	217	176	54	68	105	156	141	35	147	87
2015M06	40	95	218	177	54	68	105	157	141	35	148	87
2015M07	41	95	219	178	54	69	106	158	142	35	148	87
2015M08	41	96	220	179	55	69	107	159	143	35	149	88
2015M09	41	96	221	179	55	69	107	159	143	35	149	88
2015M10	41	97	222	180	55	69	107	159	143	35	150	88
2015M11	41	97	223	181	55	70	107	160	144	35	150	88
2015M12	42	97	224	182	55	70	108	160	144	35	151	89
2016M01	42	98	225	183	55	70	108	161	145	36	151	89

Tabla. 1.4 Transferencias de carga circuito San Diego

CTO.	ABRIR SEC.	CERRA SEC.	CARGA TRANSF.	%V	%V
STA. BARBARA	Ubicado en San Diego cercano a la pasarela.	Cercano a la hacienda la popa.	3000KVA	8.05	2.17
				4.13	5.40
RUBIO	Av. 11 con calle 17	Av. 7 con calle 13	2690KVA	8.05	2.80
				2.13	3.61

Tabla 1.5 Transferencias de carga circuito La Victoria.

CTO.	ABRIR SEC.	CERRAR SEC.	CARGA TRANSF.	%V	%V
RUBIO	Ubicado a 50 mts. Frente a la escuela Mérida.	Ubicado en la Av. 3 con calle 13	1117.5KVA	6.28	5.06
				2.13	2.68
KM13	final de calle 21cerca del stadium	enlace entre los circuitos ubicado en los bloques	1950KVA	6.28	3.72
				1.44	1.74

Tabla 1.6 Instalación de banco de condensadores circuito Ruiz Pineda

CTO.	Ubicación	KVAR INSTALADOS	%V	
			Inicial	Final
RUIZ PINEDA	Final de Av. Bolívar	3X100	10.52	8.40
		3X100	10.52	6.54

Tabla 1.7 Instalación de banco de regulación circuito Delicias

CTO.	CAPACIDAD MINIMA	% REGULACION	UBICACIÓN
DELICIAS	100 AMP Por fase	10	Sector mate´mulas cercano a las antenas.

Tabla 1.8 Instalación de banco de condensadores circuito Liofilizadora.

CTO.	Ubicación	KVAR INSTALADOS	%V	
			Inicial	Final
LIOFIZADORA	Sector Bramón	3X200	9.59	5.03

ANEXOS 2

***Presupuesto subestación Rubio II en 115/13.8KV,
2X20MVA.***

TABLA. 2.1 PRESUPUESTO SUBESTACIÓN RUBIO II DE 115/13.8KV DE 1X20MVA DE UNA BAHÍA Y CON UNA FUTURA EXPANSIÓN.

Cantidad	Descripción	Total (Bs)
1	Barra 13.8kv incluye aislador, soporte, morseteria y conexiones para 13.8kv.	28.697.576
1	Pórtico para 13.8kv incluye vigas de 5 y 9mts, y castilletes.	26.668.423
1	Salida de línea de 13.8kv con seccionador, interruptor, transformador monofasico, pararrayos terminales y morseteria.	101.877.896
1	Llegada de barras 13.8kv con los equipos completos de baja y alta tensión.	144.604.413
1	Tramo de transferencia 13.8kv con equipo de alta y baja tensión	97.734.915
26	Pernos tipo Phillips D=3/8''	941.248
2000	Conductor de cobre trenzado 4/0	40.710.040
3	Extintor de polvo químico seco de 150 lbs, para pórtico de 115kv.	20.784.411
20	Extintor de polvo químico seco de 50lbs.	11.381.985
1	Transformador de servicios auxiliares 13.800/208/120 de 3x25kVA con fusible, contador barras accesorios y celdas.	16.383.019
1	Servicios auxiliares de corriente alterna, incluyendo equipo de medición y control.	64.244.001
1	Servicios auxiliares de corriente continúa con banco de baterías, equipo rectificador, control, medición y alarmas.	171.330.449

TABLA. 2.2 PRESUPUESTO SUBESTACIÓN RUBIO II DE 115/13.8KV DE 1X20MVA DE UNA BAHÍA Y CON UNA FUTURA EXPANSIÓN.

Cantidad	Descripción	Total (Bs)
1	Sistema de medición numérico incluye mando, enclavamiento, medición de señales, alarmas, eventos, oscilografía 115/13.8kv.	317.004.710
1	Cable de baja tensión para control, medición y alarmas, incluye copas terminales y conductor 250/1000 MCM.	89.799.537
1	Cable de guarda incluye morseteria para instalación.	3.796.681
1	Iluminación y tomacorriente con torre metálica, reflectores, caja y equipo de control.	16.389.161
1	Conexiones para puesta a tierra, conductor AWG 4/0 de colores sin alma.	11.741.301
1	Suministro de repuestos eléctricos, electrónicos y estructurales	348.638.185
24	Acometida para tableros de alta frecuencia principal y de emergencia.	1.988.182
5	Conexión a neutro de los tableros con la malla a tierra.	414.204
18	Tomacorrientes dobles de pared.	1.576.149
1	Lámpara fluorescente 2x40W	87.563
10	Lámpara fluorescente 4x40W	1.427.947
1	Barra y conexiones 115kv.	22.923.545
1	Morseteria para salida de lado en 115kv.	3.176.030
1	Soporte metálico para 115kv.	11.411.488
128	Conductor de aluminio 636	7.001.935

TABLA 2.3 PRESUPUESTO SUBESTACIÓN RUBIO II DE 115/13.8KV DE 1X20MVA DE UNA BAHÍA Y CON UNA FUTURA EXPANSIÓN.

Cantidad	Descripción	Total (Bs)
1	Reloj electrónico digital	124.482
13	Lámpara incandescente de reflector fijo.	1.193.047
4	Tomacorriente doble de pared tipo intemperie.	350.255
1	Tomacorriente doble a prueba de explosión	15.716
2	Lámpara incandescente a prueba de explosión en sala de baterías.	483.029
1	Tablero de distribución principal 20 circuitos.	889.180
4	Tablero de distribución de emergencia.	2.238.694
4	Interruptor ticino de 30amp. Para A/A.	214.900
1	Transformador 115/13.8, 20MVA completo, incluye protección y accesorios.	3269.853
1	Seccionador tripolar 115kv con cuchilla.	3.041.195
3	Transformador monofasico de tensión capacitivo en 115kv.	38.771.528
1	Trampa de alta tensión.	684.936
3	Cadenas de amarre de paso, incluye barras y conexiones.	4.163.967
180	Conductor 500MCR ACAR	6.768.802
1	Interruptor tripolar en 115kv.	4.245.612
1	Seccionador triopolar para salida de lado de transformador.	23.179.290
3	Pararrayos 115kv.	20.103.032

S/E RUBIO

Fotografias 1 y 2 S/E Rubio, Capacidad instalada 16MVA, 34.5/13.8KV 8 Salidas.

S/E SAN DIEGO

Fotografías. 3 y 4 S/E San Diego, Capacidad instalada 10MVA 34.5/13.8KV 4 Salidas.

TERRENO FACTIBLE PARA LA UBICACION DE LA SUBESTACION RUBIO II UBICADO EN EL SECTOR CANTARRA DONDE FUE CALCULADO EL CENTRO DE CARGA.



Fotografías 5 y 6, Ubicación calle principal sector Cantarrana.



Fotografías 7 y 8, El circuito Ruiz Pineda en 13,8kV y el enlace en 34.5kV entre las subestaciones atraviesan el terreno.

ANEXOS 3
HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES
SID
EIEWS

3.1.- Descripción del Sistema Integrado de Distribución (SID).

El sistema integrado de distribución (SID) es una herramienta computarizada basada en las tecnologías CAD – CAE (Computer Aided Design – Computer Aided Engineering) y GIS (Geographic Information Systems) para realizar los análisis de las redes eléctricas de distribución, su planificación y proyectos de ingeniería de detalles en forma automatizada y eficiente. Brindan una facilidad para el manejo y generación de planos, siendo una herramienta indispensable para formar la planoteca técnica.

En estas nuevas herramientas CAE, se ha volcado toda la experiencia de ingenieros quienes han dedicado su profesión al desarrollo de metodologías para el diseño de las redes de distribución de alta y baja tensión.

El SID utiliza la capacidad grafica del AUTOCAD y de WINDOWS, y combina con la facilidad de cálculo de visual FORTRAN y bases de datos del Visual FOXPRO, alcanzan la versatilidad incomparable, siendo en todo momento compatible con Windows y en configuraciones de redes.

El apoyo del CAD para la elaboración de los planos de redes existentes y proyectos utilizando los sistemas información geográficos permiten realizar enlaces de estos planos con programas de flujos de cargas, de cómputos y de información, los cuales impulsan los rendimientos y calidad de los proyectos en el área de distribución.

3.2.- Módulos del SID

El Sistema Integrado de Distribución consta de varios módulos cada uno con una función distinta en el análisis del sistema de distribución. Dichos módulos son:

- Sistema de Generación, Mantenimiento y Control de Planos (SP).
- Sistema de Análisis de Redes Primarias (SARP).
- Sistema de Análisis de Redes Secundarias (SARS).
- Sistema de Suscriptores (SS).
- Sistema de Control de Cargas de Transformadores (ST).
- Sistema de Predicción de demanda (SPDC).
- Sistema de Coordinación de Protecciones (SCP).

- Sistema de Elaboración Automatizada de perfiles Topográficos y Localización (SPTL).
- Sistema de Fototeca de Equipos (SFE).
- Sistema de Interrupciones y Operaciones (SIO).
- Sistema de Cómputos, Control y Valuación de Obras (SIVWIN).

A continuación se hará una breve descripción del contenido de los módulos del SID utilizados en el análisis del sistema de distribución de la ciudad de Rubio.

3.2.1.- SISTEMA DE ANÁLISIS DE REDES PRIMARIAS (SARP)

Realiza los cálculos de caída de tensión, pérdidas, niveles de cortocircuito y optimización de la compensación reactiva en las redes de media tensión. Posee algoritmo inteligentes que pueden armar la topología del circuito basándose en las convenciones graficas o normativa de dibujo.

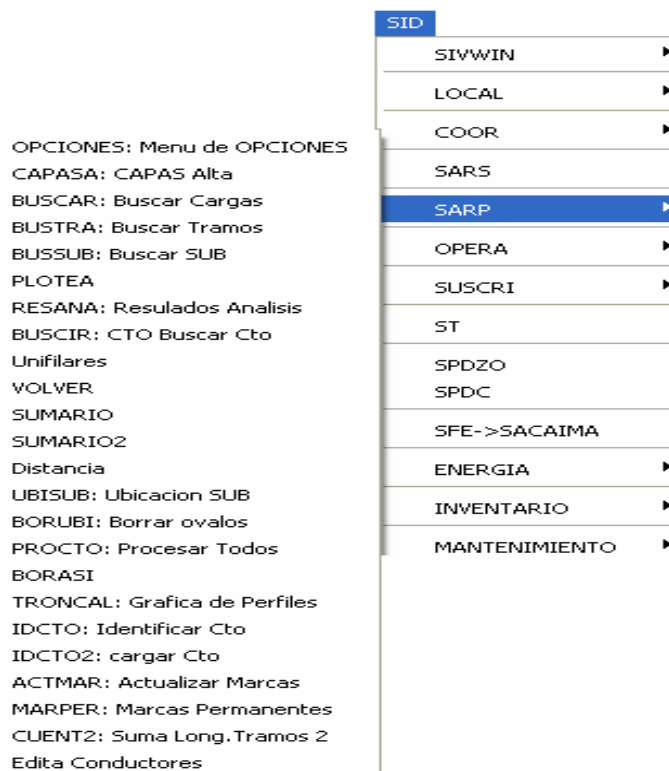


Fig. 3.1 Menú desplegable del SID

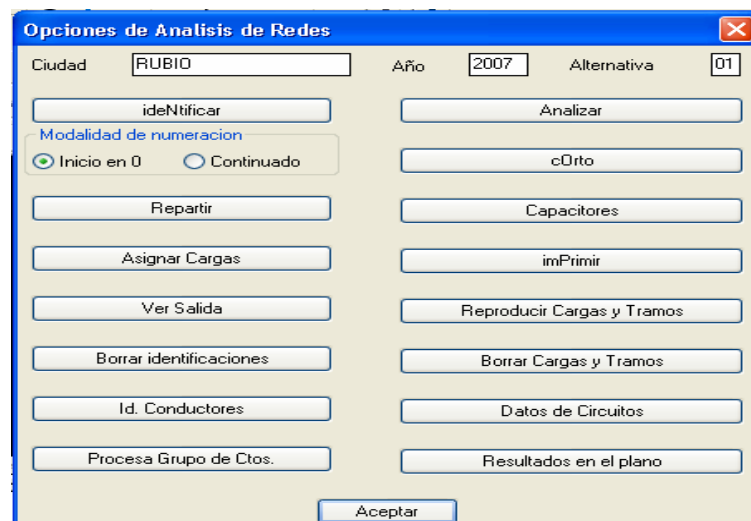


Fig.. 3.2 Menú del SARP

El SARP dispone de un menú general donde se presentan todas las opciones disponibles para el usuario que a continuación se describe:

Opción identificar

Es la primera opción requerida antes de ejecutar las demás. Esta opción identifica un circuito determinado de planos de las redes, lo colorea y toma todos sus datos, en forma automática, para los cálculos de los siguientes parámetros.

Identificación del circuito

El sistema de análisis de la red puede identificar un circuito dentro de un conjunto de circuitos sin importar cuan complicado sea el sistema de distribución, esta identificación se basa en las convenciones gráficas conocidas y representadas en cualquier plano de red producido hasta el momento. Es decir, que el programa tiene la suficiente inteligencia para tomar las decisiones que haría una persona para la identificación y coloreado de un circuito en particular.

El sistema reconoce cuando un seccionador está abierto o está cerrado y hace el seguimiento del circuito completamente automático. Basta entonces con tocar con

el apuntador del “Mouse” cualquier parte del circuito para que de forma inmediata el circuito sea reconocido e identificado.

Todos los elementos que conforman el circuito quedan almacenados momentáneamente a fin de procesar la información.

Cualquier modificación u operación sobre el circuito bien sea apertura, cierre de seccionadores y añadiduras de tramos nuevos, se reflejan automáticamente en la topología del circuito sin necesidad de realizar ningún tipo de modelación manual.

Identificación de las cargas

Una vez identificados los elementos que conforman el circuito se seleccionan las coordenadas de los puntos con cargas y el valor de las cargas. Las cargas pueden ser medidas mediante registradores o capacidades de los transformadores instalados con su respectivo factor de utilización.

Identificación de los calibres

Se identifican las secciones o tramos de línea que unen las cargas con sus respectivos calibres. Se suministrará una rutina que leerá directamente el texto, colocado junto a las líneas, que identifican el calibre y separación entre fases procesándolo para darle un código de calibre y así facilitar el proceso a los programas de análisis.

Las secciones o tramos que no posean el calibre plenamente definido tomarán el calibre de la sección inmediatamente anterior.

Identificación de las características del circuito

Las características del circuito deben ser colocadas como información adicional a la primera sección que conforma el alimentador. Estas características son:

- Número del circuito.
- Nombre del circuito.
- Factor de potencia medido.
- Factor de diversidad estimado para las cargas medidas con registradores.
- Corriente medida (para casos de análisis mediante carga conectada).

Opción repartir

Esta opción realiza la repartición de la carga del circuito medida en la subestación, proporcionalmente a la capacidad de transformación ubicada en este circuito. Se toman en cuenta la existencia de cargas medidas o registradas y las pérdidas Joule del circuito.

El programa proporciona los datos más importantes del análisis en el monitor del computador y además, a solicitud de CADAPE se produce un reporte similar al utilizado en forma manual.

En los reportes se incluyen los siguientes resultados:

- Carga asignada a cada transformador de distribución.
- Factor de utilización promedio de todos los transformadores del circuito.
- Factor de potencia de las cargas asignadas a los transformadores.
- Total de demanda asignada.
- Total de carga medida o registrada si existiese.

Opción analizar

Esta opción realiza los análisis de caída de tensión, corrientes en cada sección del circuito y pérdidas en los mismos. La carga se tomará sobre la base de los análisis efectuados anteriormente o en base a una predicción de la carga por microárea.

El programa indica sobre el monitor del computador los puntos más importantes colocando “banderas de colores” en los puntos donde ocurre la máxima caída de tensión y la máxima carga en los conductores del circuito.

De igual manera y a solicitud de CADAPE se presenta un reporte similar al que se ha venido utilizando hasta ahora en este tipo de análisis. Los resultados que se presentan en el reporte son:

- Caída de tensión al final de cada sección del circuito y la caída acumulada desde la subestación.
- Corrientes y pérdidas en cada sección del circuito.
- Pérdidas totales en el circuito.
- Demandas totales en el circuito.

Opción corto

Mediante esta opción se realizan los cálculos de cortocircuito. El programa proporciona los valores de las corrientes de cortocircuito trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y fase a tierra de cada punto de la red.

El programa indica con una “bandera de color” el punto de mínimo cortocircuito fase-tierra.

Opción asignar carga

Esta opción toma los valores de carga calculados bien sea por la opción Repartir o por el sistema de predicción de carga a corto y mediano plazo, y se le asigna a los transformadores de la red a fin de que pueda ser utilizada por los módulos de análisis.

Este módulo realiza cambios sobre los atributos del símbolo del transformador, por lo que se debe “salvar” el dibujo en AUTOCAD luego de ejecutarla.

Opción capacitares

Esta opción se utiliza para la reubicación de capacitores a fin de disminuir las pérdidas o la caída de tensión.

El programa coloca sobre el monitor del computador los condensadores requeridos a un tamaño adecuado e indicando cuales son los valores de caída de tensión o de pérdidas según sea el caso analizado.

Opción ver salida

Esta opción permite ver en el monitor y con ayuda de un editor de textos el reporte de los programas de análisis.

La opción solamente permite ver el último reporte generado antes de salir del menú principal del SARP.

Opción imprimir

Funciona en forma similar a la anterior pero en este caso el reporte se presenta a través de la impresora conectada al computador.

Opción borrar nodos

Elimina el color de los circuitos y los números asignados a cada punto del circuito. Es de mencionar que antes de “salvar” el dibujo los nodos deben ser borrados.

Opción identificar conductor

Permite colocar códigos de identificación a los conductores y calcula la distancia media geométrica según la disposición de las fases.

Esta opción obtiene de una tabla de conductores el número de identificación dependiendo del material y calibre de los mismos.

Permite colocar la identificación de conductores en los tramos que no cabe la descripción textual.

Opción datos de circuitos

Con esta opción se llenan los datos de los circuitos en lo referente a:

- Número y nombre de identificación.
- Factor de potencia medido en la S/E.
- Factor de diversidad de las cargas registradas en el caso que hubiesen.
- Corrientes medidas en la S/E.

Opción OK

Para salir del menú se utiliza ésta opción.

3.2.2.- SISTEMA DE PREDICCIÓN DE DEMANDA A CORTO PLAZO (SPDC)

Las estimaciones del crecimiento de la demanda eléctrica y su distribución espacial en áreas relativamente pequeñas (cuadriculas) es indispensable para la

planificación de las redes de distribución primarias así como para la instalación de subestaciones de distribución y líneas de subtransmisión.

El Sistema de Predicción de Demanda a Corto Plazo, posee herramientas necesarias para facilitar al usuario la labor en el pronóstico de la demanda, pero no posee una metodología determinada para realizar los cálculos de la predicción de demanda dado que esto puede diferir en base al tipo, cantidad y calidad de los datos. En tal sentido se utilizó el Eviews.

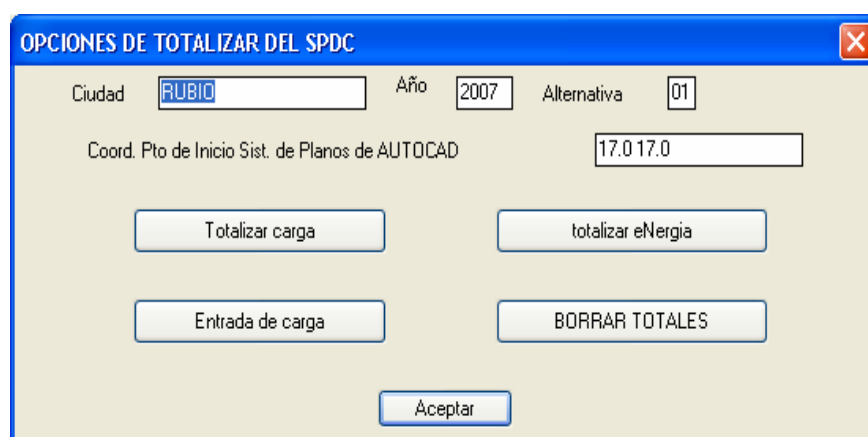


Fig. 3.3 Menú del SPDC

El SPDC está conformado por 3 módulos que realizan la totalización de demanda o energía por cuadrícula y luego que se realicen los cálculos matemáticos devuelve la demanda o energía para los análisis de los circuitos. Estos programas son:

Totalizar Carga (TOTCAR)

Para cargar y ejecutar el programa se debe seleccionar la opción del menú SPDC de AutoCad. A continuación el programa realizará la sumatoria de las cargas asignadas a cada cuadrícula y totaliza la subcuadrícula.

Además crea un archivo conteniendo la información de cada una de las cuadrículas a fin de que pueda ser leído por hojas de cálculo, como por ejemplo EXCEL.

El programa coloca un ovalo en la esquina superior izquierda de cada cuadrícula indicando la carga totalizada en KW y KVAR. En la figura Nro. 3.4 se muestra un ejemplo de cómo queda el dibujo de las redes.

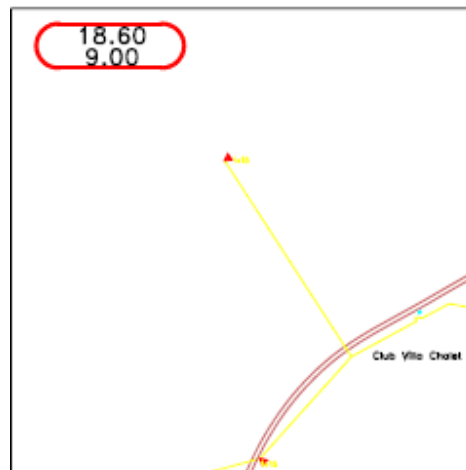


Fig. 3.4 Carga Totalizada por Cuadrícula

Como ya se mencionó el programa TOTCAR crea un archivo que puede ser leído en EXCEL y el cual tiene las siguientes características:

El nombre del archivo creado en EXCEL con las cargas, tendrá un nombre compuesto por las dos primeras letras de la ciudad, seguido de los últimos dígitos del año, más el dígito de la alternativa, finalmente la letra “KS” y la extensión .CSV.

Por ejemplo:

RU061KS.CSV Donde:

- **RU**, representa las dos primeras letras de la ciudad de Rubio.
- **06**, representa los dos últimos dígitos del año.
- **1**, la alternativa en que se realiza la corrida.
- **KS**, letras asignada por Bucros Sistema.
- **.CSV**, el tipo de archivo.

Entrada De Carga (ENTCAR)

Una vez realizado los cálculos demanda se procede a crear la tabla con la misma característica que la tabla creada por TOTCAR.

El nombre del archivo a guardar, se debe cambiar en el año y en la última letra, quedando de la siguiente forma:

RU161KE.CSV

- Donde **06** se sustituye por el **16** y la letra **S** por la **E**
- **RU**, representa las dos primeras letras de la ciudad de Rubio.
- **16**, representa los dos últimos dígitos del año de proyección de la demanda.
- **1**, la alternativa en que se realiza la corrida.
- **KE**, letras asignada por Bucros Sistema.
- **.CSV**, el tipo de archivo.

El archivo se debe guardar en el mismo directorio en el que se encuentra los archivos de los planos de AUTOCAD. Y se debe cerrar dicho archivo con la finalidad que pueda ser leído por el programa Entrada de Carga (ENTCAR).

El archivo creado en EXCEL puede ser leído por cualquier editor de texto y debe lucir como en el siguiente ejemplo:

La opción ENTCAR toma del archivo de texto la carga o demanda de cada una de las cuadrículas y la reparte proporcionalmente a la capacidad instalada de los transformadores existente dentro de cada una de las cuadrículas.

Totalizar Energía (TOTENE)

Esta opción crea un archivo del total de energía de los postes que existen dentro una cuadrícula y crea un archivo para su uso en la predicción de demanda.

Este programa utiliza los planos de redes de baja tensión y la base de datos de los suscriptores asociados a los postes (Sistema de Suscriptores).

El programa puede trabajar con cada plano escala 1:1000 que constituye una cuadrícula del plano 1:5000 o con el conjunto completo de todos los planos 1:1000 que conforman la ciudad.

Debido a la extensión del área en estudio y demás que CADAFE no posee la base de datos del Sistema de Suscriptores por transformador conectado no se utilizó esta opción para la proyección de la demanda.

Ubicación de Subestaciones (UBISUB):

a) Del menú desplegable seleccionar la opción SID-> SARP y luego UBISUB.

El programa presentará un menú para que el usuario seleccione el color con el cual se desea trabajar.



Fig. 3.5 Paleta de Colores para identificar el centro de Carga.

Hacer CLIC sobre un color y luego OK. El programa preguntará “UBIQUE EL CENTRO DE LA SUBESTACIÓN”

b) Hacer CLIC en el una esquina del plano y luego hacer CLIC sobre cada uno de los óvalos del dibujo.

A medida que se hace clic sobre los óvalos éste se rellena y el círculo que indica el centro de la subestación se mueve. Si por error se hace clic sobre algún elemento del plano diferente al óvalo se obtiene el mensaje de la figura Nro. 3.6:



Fig.. 3.6 Mensaje de Error al No Escoger un Ovalo de la Cuadricula

Y el programa interroga: “Desea continuar (S/N/E)” La opción “S” es para continuar con el proceso, la opción “N” para terminar con el proceso y la opción “E” es eliminar algún óvalo ya seleccionado.

c) Para finalizar se hace CLIC sobre cualquier parte del plano que no sea una cuadrícula y se responde “N” para finalizar.

El programa finalizará y dando el mensaje con el total de KW, KVAR y KVA. Adicionalmente escribirá en letras gigantes sobre el plano el total de KVA del área seleccionada en el momento.

d) Si el proceso se interrumpe, al presionar UBISUB nuevamente del menú desplegable, es posible continuar colocando óvalos o eliminando alguno de los ya seleccionados.

YA HAY VALORES ALMACENADOS, DESEA INICIALIZAR (S/N):

e) Si se responde “S” se seguirán almacenando los óvalos tomando en cuenta la carga previamente introducida. Si se presiona “N”, se inicializará el archivo e iniciará el proceso nuevamente.

f) Finalmente para eliminar los óvalos del dibujo se debe seleccionar del menú desplegable del SID la opción SPDC y elegir el botón BORRAR TOTALES.

El centro de la subestación y el total de KVA deberán ser borrados manualmente.

3.3.- DESCRIPCIÓN DEL E-VIEWS.

Eviews es un programa preparado para resolver análisis de tipo estadístico y econométrico, tanto univariante como multivariante. Su estructura se adapta al entorno Windows lo cual simplifica su manejo. Evaluaremos las posibilidades del EIEWS para llevar a cabo un análisis de series temporales univariante de tipo tradicional.

3.3.1.- CAPACIDADES BASICAS

- Estadística descriptiva: correlaciones, covarianzas, autocorrelaciones, correlaciones cruzadas e histogramas.
- Mínimos cuadrados ordinarios (regresión múltiple)
- Estimación de datos y predicciones.

E-views permite pronosticar cualquier tipo de datos a través de modelos económicos.

3.3.2.- DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO DE E-VIEWS

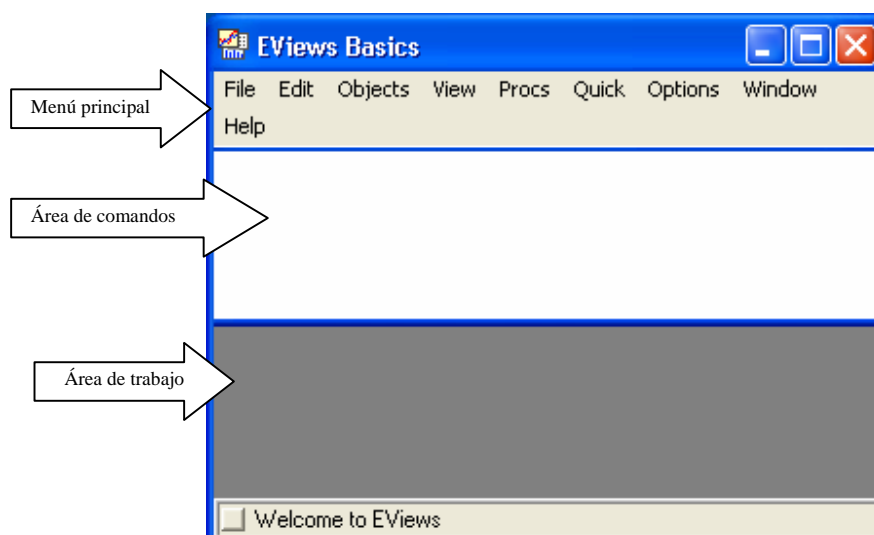


Fig. 3.7 Pantalla principal del Eviews.

CREACIÓN DE UN FICHERO DE TRABAJO EN E-VIEWS.

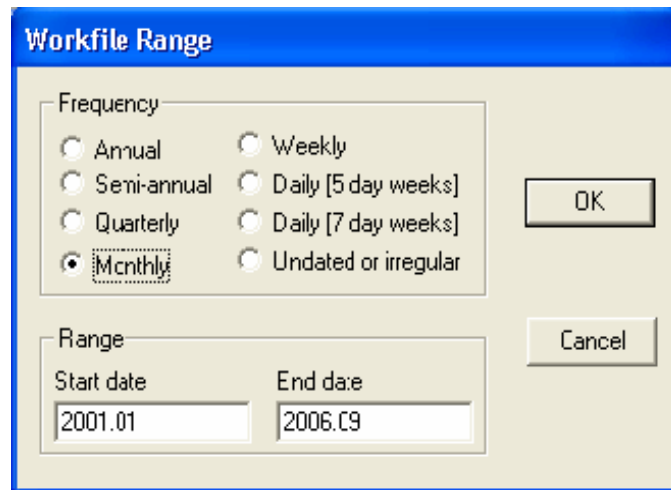


Fig. 3.8 Descripción del rango de trabajo.

VENTANA DE TRABAJO

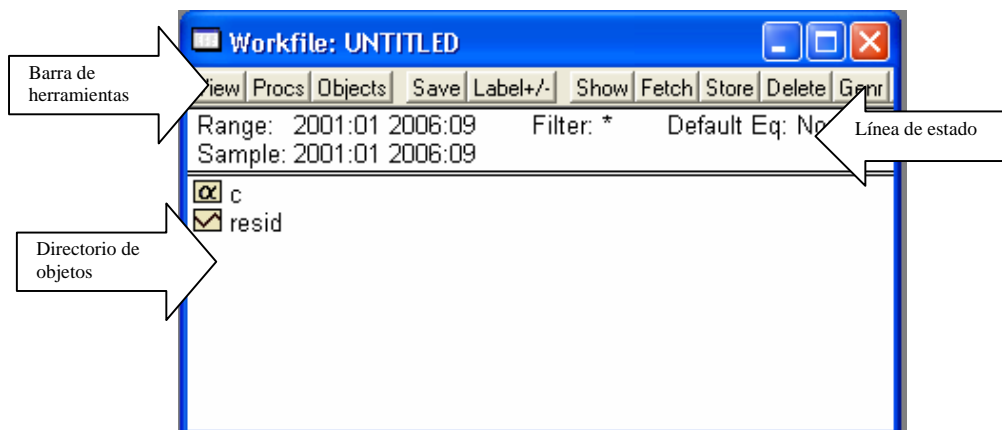


Fig. 3.9 Ventana de variables

ENTRADA DE DATOS

Los datos se pueden cargar de las siguientes formas:

- Teclearlos directamente en el programa
- Utilizando Excel

Los datos en las hojas de cálculo de Excel pueden ser importadas fácilmente a Eviews. Los datos pueden ser organizados en columnas y los nombres de las series pueden estar en el archivo siempre y cuando antecedan los datos de la serie. Traer los datos mediante un COPY/PASTE en el editor de Eviews.

La hoja de cálculo de debe ser similar a reseñada en la figura siguiente:

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data:

PERIODO	ZONA INDUSTRIAL	DANTAS	SAN DIEGO	SANTA BÁRBARA	Km 13	SANTA ANA	LIOFILIZADORA	DELICIAS	RUJZ PINEDA	HO
ene-02	7,23	74,33	86,00	59,00	41,33	32,67	69,33	50,33	57,67	
feb-02	25,62	81,20	142,10	65,20	54,40	47,60	70,72	63,92	61,20	
mar-02	1,00	65,00	158,33	50,00	39,00	81,67	40,67	45,00	58,33	
abr-02	6,02	66,30	160,83	82,86	46,67	36,00	63,00	46,33	57,67	
may-02	12,72	88,19	174,09	90,00	33,53	34,38	66,76	54,33	59,64	
jun-02	3,80	48,92	109,21	83,08	44,33	40,00	51,67	80,67	56,67	
ene-03	1,12	34,93	93,30	80,85	59,28	55,30	71,22	107,93	75,20	
feb-03	0,00	69,67	85,00	55,33	37,33	37,67	51,33	42,67	55,00	
mar-03	0,00	69,67	85,00	55,33	37,33	37,67	51,33	42,67	55,00	
abr-03	1,33	33,33	147,67	69,00	36,67	30,33	58,67	76,00	55,67	
may-03	0,00	12,33	94,67	131,33	36,00	32,33	59,33	95,67	0,00	
ene-04	0,00	31,00	108,67	85,00	37,00	33,00	56,00	43,00	55,00	
feb-04	2,00	32,33	71,00	126,67	40,33	31,33	53,67	76,67	0,00	
mar-04	0,00	64,67	80,00	67,67	39,00	35,00	48,00	73,33	74,67	
abr-04	0,00	29,33	78,33	70,00	36,00	33,33	62,33	100,00	32,67	
may-04	0,00	30,00	81,33	76,67	38,00	31,00	59,33	77,33	60,00	
jun-04	0,00	40,67	89,67	77,67	31,00	37,67	58,33	79,00	64,33	
ene-05	2,00	32,33	71,00	126,67	40,33	31,33	53,67	75,67	0,00	
feb-05	2,00	35,33	75,00	133,67	39,00	32,67	48,67	77,00	48,67	
mar-05	0,00	64,67	80,00	67,67	39,00	35,00	48,00	73,33	74,67	
abr-05	0,00	29,33	78,33	70,00	36,00	33,33	62,33	100,00	32,67	

Fig. 3.10 Hoja de Excel lista para cargar al Eviews.

The screenshot shows the EViews workspace with the following data:

obs	ZONAINDU...	LASDANTAS	SANDIEGO	SANTABAR...
2002:01	NA	NA	NA	NA
2002:02	NA	NA	NA	NA
2002:03	NA	NA	NA	NA
2002:04	NA	NA	NA	NA
2002:05	NA	NA	NA	NA
2002:06	NA	NA	NA	NA
2002:07	NA	NA	NA	NA
2002:08	NA	NA	NA	NA
2002:09	NA	NA	NA	NA
2002:10	NA	NA	NA	NA
2002:11	NA	NA	NA	NA

Fig. 3.11 Hoja de trabajo en Eviews.

INTRODUCCIÓN MANUAL DE DATOS

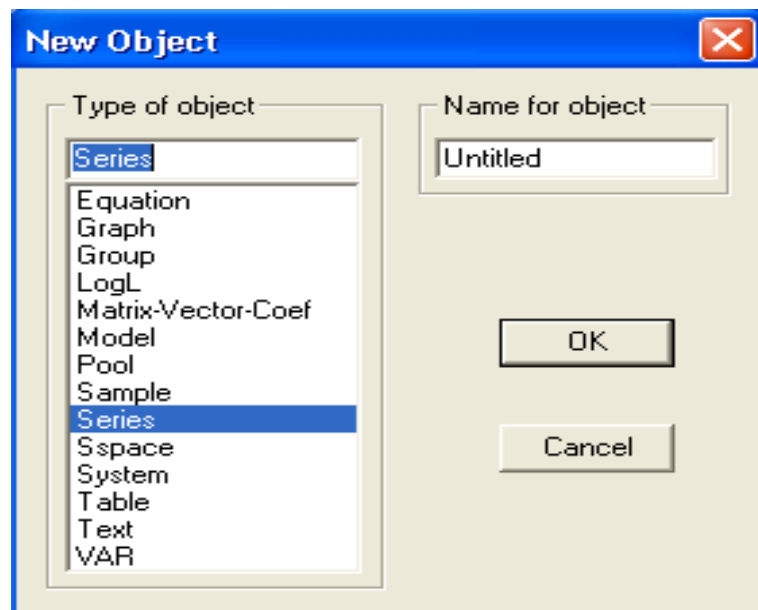


Fig. 3.12 Creación de series manuales.

OPCIONES DE VISTAS DE LOS DATOS

GRAFICO DE LINEAS

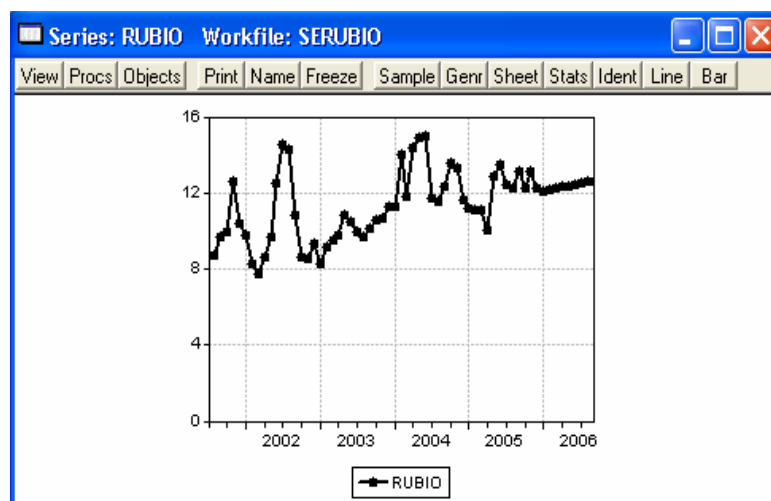


Fig. 3.13 Grafico de Líneas en Eviews.

GRAFICO DE BARRAS

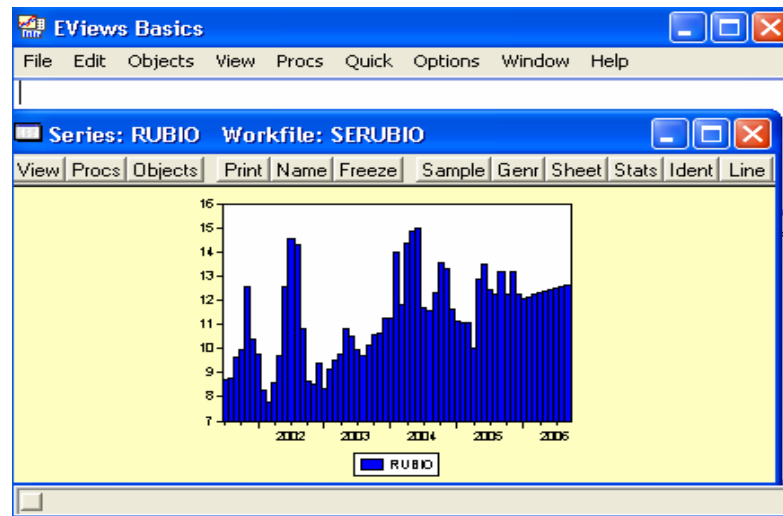


Fig. 3.14 Grafico de barras en Eviews.

HISTOGRAMAS

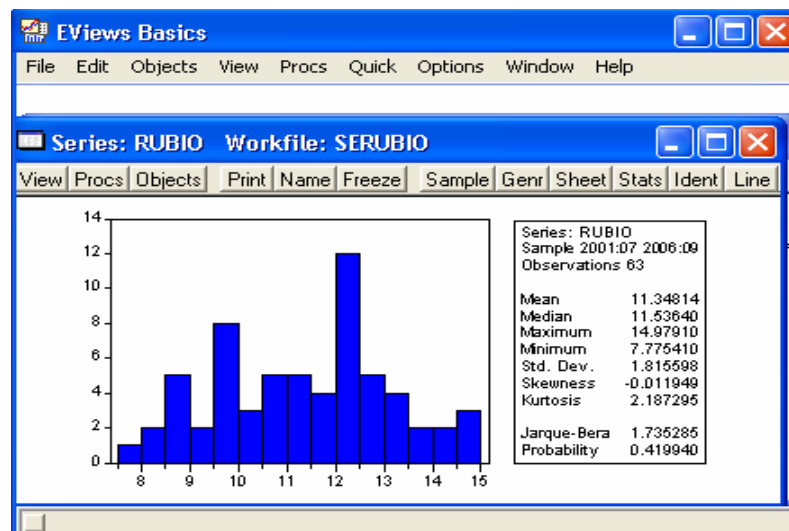


Fig. 3.14 Grafico de histograma en Eviews.